



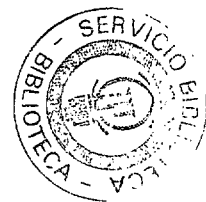
Universidad Carlos III de Madrid
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática

Tesis doctoral

Análisis Dinámico de Sistemas Eléctricos con Generación Eólica

Autor:
Pablo Ledesma Larrea

Director:
Julio Usaola García



Leganés 2001

Análisis Dinámico de Sistemas Eléctricos con Generación Eólica

Autor: Pablo Ledesma

Director: Julio Usaola

Resumen de la Tesis

Esta tesis doctoral propone diversos modelos de aerogenerador que permiten representar a las instalaciones eólicas en un programa de estabilidad transitoria. De esta forma es posible simular las distintas perturbaciones a las que puede verse sometido el sistema, con el fin de establecer las protecciones y los sistemas de control adecuados.

Los modelos desarrollados representan a los dos tipos de aerogeneradores más frecuentes en España: turbinas de velocidad fija con generador de inducción y turbinas de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado. Los fenómenos estudiados abarcan el generador eléctrico, el acoplamiento mecánico entre las palas y el generador, el par aplicado sobre las palas y los sistemas de control.

Esta tesis también presenta algunos resultados obtenidos mediante simulaciones con los modelos propuestos. Los casos escogidos estudian aspectos de la generación eólica poco tratados en la literatura. El análisis de los resultados proporciona conclusiones generales sobre el comportamiento dinámico de los sistemas con generación eólica, y permite evaluar distintas protecciones y técnicas de control de este tipo de instalaciones.

Esta tesis doctoral ha sido realizada en el marco del proyecto de investigación número 2FD97-1792 de la Comisión Interministerial de Ciencia y Tecnología (CICYT), financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).



D. PABLO LEDESMA LARREA, con D. N. I. : 50.723.706

AUTORIZA:

A que su tesis doctoral con el título: **"Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica"** pueda ser utilizada para fines de investigación por parte de la Universidad Carlos III de Madrid.

Leganés, 29 de noviembre de 2001

A handwritten signature in black ink, consisting of a series of loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Fdo.: Pablo Ledesma Larrea

TESIS DOCTORAL

ANÁLISIS DINÁMICO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN EÓLICA

Autor: **Pablo Ledesma Larrea**

Director: **Dr. Julio Usaola García**

Tribunal Calificador:

Presidente:

Vocales:

Vocal Secretario:

Calificación: SOBRESALIENTE CUM LAUDE POR
UNANIMIDAD



Leganés, 29 de Noviembre de 2001.

A Belén

Agradecimientos

Numerosas personas me han ayudado a terminar esta tesis doctoral. Para mí es una alegría recordarlas en este momento y expresarles mi agradecimiento.

A Julio Usaola, mi director, por sus consejos, su confianza y su apoyo durante estos años.

A Jose Luis Rodríguez Amenedo, por su ilusión por la energía eólica y por su colaboración en el desarrollo del modelo de generador doblemente alimentado, pero sobre todo por su enorme compañerismo.

A Juan Carlos Burgos, por su ayuda en el desarrollo de las ecuaciones del generador doblemente alimentado, en un momento en el que yo estaba muy desorientado.

A Juan Manuel Rodríguez, de Red Eléctrica de España, por sus comentarios sobre la incidencia de la generación eólica sobre el Sistema Eléctrico.

A Domingo Iturbe, de Empresarios Agrupados, por su colaboración en el desarrollo de modelos para el programa PSS/E.

A M. Ángeles Moreno, por su amistad y por su ayuda con el lenguaje tipográfico L^AT_EX.

A Jose Luis, M. Ángeles, Mónica, Hortensia, Carolina, Jorge y los demás compañeros del Área de Ingeniería Eléctrica, por su ayuda en infinidad de situaciones, por hacer del sitio de trabajo un lugar tan agradable y por tantos cafés.

A los programadores del proyecto GNU/Linux, por diseñar herramientas informáticas tan cómodas. A Manuel Escriche, por enseñarme a utilizarlas.

A Jose, Clara, Víctor, Bárbara, Marta, Babé, Juan, Mónica, Pepe, Jorge, Modesto, Caco, Ramón y Susana, por este orden o por cualquier otro, por ser mis colegas de siempre y no haberme fallado nunca. Espero poder verles más a menudo a partir de ahora.

A mis padres, mis hermanos, mis tíos y Cecilio, por su apoyo incondicional. También a Laura Peral, por sus observaciones siempre oportunas.

Y sobre todo a Belén, por su paciencia y por ser de quien más he aprendido durante estos años.



Resumen

La energía eólica instalada en Europa ha crecido aproximadamente un 40% anual durante la última década. Este crecimiento, unido a la previsible instalación de numerosos parques en un futuro próximo, obliga a las compañías eléctricas a evaluar la influencia de la generación eólica sobre diversos aspectos del sistema eléctrico. Uno de estos aspectos es la estabilidad transitoria de la red. Para asegurar la continuidad del suministro, es necesario conocer la respuesta transitoria del sistema, con su correspondiente carga de generación eólica, frente a perturbaciones no programadas.

Esta tesis doctoral propone diversos modelos de aerogenerador que permiten representar a las instalaciones eólicas en un programa de estabilidad transitoria. De esta forma es posible simular las distintas perturbaciones a las que puede verse sometido el sistema, con el fin de establecer las protecciones y los sistemas de control adecuados.

Los modelos desarrollados representan a los dos tipos de aerogeneradores más frecuentes en España: turbinas de velocidad fija con generador de inducción y turbinas de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado. Los fenómenos estudiados abarcan el generador eléctrico, el acoplamiento mecánico entre las palas y el generador, el par aplicado sobre las palas y los sistemas de control.

Esta tesis también presenta algunos resultados especialmente significativos obtenidos mediante simulaciones con los modelos propuestos. Los casos escogidos estudian aspectos de la generación eólica poco tratados en la literatura. El análisis de los resultados proporciona conclusiones generales sobre el comportamiento dinámico de los sistemas con generación eólica, más allá de los datos numéricos.

El primer modelo propuesto de aerogenerador corresponde a una turbina de velocidad fija con generador de inducción. Este tipo de aerogenerador ha sido analizado desde el punto de vista eléctrico por numerosos autores, pero no existe consenso sobre el modelo apropiado para estudios de estabilidad transitoria. Durante el proceso de determinación del modelo, han sido retenidos aquellos fenómenos cuya dinámica repercute sobre la estabilidad transitoria del sistema eléctrico, y han sido rechazados aquellos que no provocan un efecto significativo. El modelo final ha sido integrado en los programas de simulación numérica PSS/E y PST.

El modelo de turbina de velocidad fija ha sido empleado para estudiar diversos aspectos del régimen transitorio de sistemas eléctricos. En primer lugar, ha sido evaluada la influencia de algunos parámetros sobre el tiempo crítico de despeje de falta de un parque eólico. También ha sido estudiado el efecto sobre una red de distribución de dos protecciones de mínima tensión, una instantánea y la otra con retardo. Por último, ha sido analizada la repercusión sobre el Sistema Eléctrico Español de las mismas protecciones, atendiendo especialmente a la localización de los parques eólicos desconectados después de un cortocircuito trifásico.

El segundo sistema representado es una turbina de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado. Dos nuevos modelos han sido desarrollados para simular al generador doblemente alimentado en un programa de estabilidad transitoria. La premisa fundamental del primer modelo es que el control de corriente en los convertidores electrónicos puede considerarse infinitamente rápido. El segundo modelo considera, además, que el control del factor de potencia también puede considerarse instantáneo. Los modelos matemáticos propuestos son novedosos, y no se ha encontrado en la literatura ninguna aproximación parecida a este problema. El modelo completo de aerogenerador ha sido incluido en el programa informático PST e incluye, además del



generador eléctrico, el acoplamiento mecánico, el par mecánico entrante, la tensión en la etapa de continua y los sistemas de control correspondientes.

Los modelos de turbina de velocidad variable han sido empleados para analizar el régimen transitorio de un sistema con este tipo de aerogeneradores, y con las protecciones de mínima tensión vigentes en España. También han sido utilizados para estudiar el efecto sobre el sistema eléctrico de varias técnicas que están comenzando a ser aplicadas en este tipo de instalaciones: protección de mínima tensión con reenganche automático, control de tensión en el parque eólico y participación en el control de frecuencia primario del sistema.

Esta tesis doctoral ha sido realizada en el marco del proyecto de investigación número 2FD97-1792 de la Comisión Interministerial de Ciencia y Tecnología (CICYT) titulado "Impacto Dinámico y Estrategias de Regulación de la Potencia Generada por los Parques Eólicos de la Red Eléctrica Peninsular", con la participación de Red Eléctrica de España (REE), la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y financiado con la ayuda del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Abstract

Wind energy in Europe has been growing at a rate of about 40% per year during the last decade. Taking into account this growing and forecasting for the next years, electric utilities are concerned about the influence of wind generation on the power system. Particularly, transient stability will probably be affected by wind generation.

This thesis presents several windmill models suitable for transient stability programs. These models make possible to simulate different perturbations which could happen in a power system. The simulations may help to develop wind farm protections and control systems.

The models represent two types of windmills: fixed speed windmills with induction generator and variable speed windmills with doubly fed induction generator. The models contain the electric generator, the mechanical coupling between the hub and the generator, the torque applied on the blades by the wind, and different control systems.

This thesis presents also several results obtained through simulations with the proposed models. The results are analyzed and general conclusions are obtained about the transient behaviour of power systems with wind generation.

To develop the fixed speed model, more detailed models have been studied in order to evaluate the effect of several phenomena on the transient behaviour of power systems. The final model retains the relevant phenomena and neglects those that do not affect to transient stability. This model has been implemented in the simulation programs PSS/E and PST.

This model has been used to study several aspects of power systems with wind generation: influence of several parameters on transient stability of a wind farm without minimum voltage protections, analysis of a minimum voltage protection with a time delay, and transient behaviour of the Spanish Power System with wind farms and different minimum voltage protections.

The other modeled system is the variable speed windmill with doubly fed induction generator. Two different models have been developed. The first model is based on the assumption that current control in the converters is so fast, that may be considered instantaneous from the transient stability point of view. The second model also supposes that power factor control may also be considered instantaneous. The complete windmill model has been implemented in the simulation program PST, including the electric generator, the mechanical coupling, the torque supplied by the wind, the direct current link voltage and the control systems.

These models have been used to study the transient behaviour of a system with variable speed windmills. Several techniques recently implemented in wind farms have been simulated: minimum voltage protection with auto-reclosing, voltage control, and frequency control.

Índice General

Agradecimientos	iii
Resumen	v
Abstract	vii
Índice General	viii
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tablas	xix
Lista de Símbolos	xxi
1 Introducción	1
1.1 Crecimiento de la generación eólica	1
1.2 Planteamiento de objetivos	3
1.3 Estructura de la tesis	5
2 Antecedentes	7
2.1 Introducción a la estabilidad transitoria	7
2.1.1 Naturaleza del problema	7
2.1.2 Representación matemática de sistemas eléctricos	9
2.1.3 Métodos de análisis	11
2.2 Modelos electromecánicos de aerogeneradores	12
2.2.1 Tecnología de los aerogeneradores actuales	14
2.2.2 Par aplicado por el viento	15
2.2.3 Acoplamiento mecánico	17
2.2.4 Generador de inducción	18
2.2.5 Generador asíncrono doblemente alimentado	20
2.3 Control de aerogeneradores	22
2.3.1 Sistemas de velocidad fija	24
2.3.2 Sistemas de velocidad variable	25
2.4 Estudios de estabilidad de sistemas con generación eólica	26
3 Modelo de turbina de velocidad fija	29
3.1 Generador de inducción	29
3.1.1 Efecto de despreciar los transitorios en el estator	30
3.1.2 Cálculo de las condiciones iniciales	32
3.1.3 Expresión en coordenadas polares	35
3.2 Modelo mecánico de turbina	37
3.2.1 Transmisión mecánica	37
3.2.2 Par aplicado por el viento	39

3.2.3	Cálculo del coeficiente de potencia	46
3.3	Integración en un programa de estabilidad transitoria	47
3.3.1	Diagrama de bloques del modelo	47
3.3.2	Agregación de las turbinas de un parque eólico	49
4	Régimen transitorio de turbinas de velocidad fija	53
4.1	Efecto de varios parámetros sobre la estabilidad de un parque	53
4.1.1	Caso base	53
4.1.2	Influencia de los parámetros eléctricos	55
4.1.3	Influencia de los parámetros mecánicos	58
4.1.4	Velocidad del viento	58
4.2	Protección de mínima tensión con retardo	61
4.2.1	Efecto sobre un área de generación eólica	62
4.2.2	Repercusión en un parque eólico	65
4.3	Aplicación al caso español	66
4.3.1	Situación punta de carga	67
4.3.2	Situación valle de carga	70
5	Modelo de turbina de velocidad variable	79
5.1	Modelo de generador con control de corriente instantáneo	79
5.1.1	Ecuaciones del modelo	80
5.1.2	Solución del modelo	83
5.2	Modelo de generador con control de factor de potencia instantáneo	85
5.2.1	Ecuaciones del modelo	86
5.2.2	Solución del modelo	87
5.3	Evaluación del modelo de generador	90
5.4	Cálculo de las condiciones iniciales	95
5.5	Modelo completo de aerogenerador	98
5.5.1	Ecuaciones dinámicas	99
5.5.2	Sistemas de control	100
5.6	Integración en un programa de estabilidad transitoria	102
5.6.1	Representación de un número indeterminado de aerogeneradores	102
5.6.2	Inserción en el diagrama de bloques de un programa de estabilidad	104
6	Régimen transitorio de turbinas de velocidad variable	107
6.1	Caso Base	107
6.2	Sistema de protección actual	109
6.2.1	Cortocircuito trifásico a través de una impedancia	109
6.2.2	Pérdida de una línea	116
6.2.3	Cortocircuito trifásico	122
6.3	Protección de mínima tensión con reenganche automático	124
6.3.1	Cortocircuito trifásico	125
6.3.2	Tiempo crítico de reenganche	131
6.4	Control de tensión	133
6.4.1	Pérdida de una línea	134
6.4.2	Pérdida de compensación en la carga	137
6.4.3	Cortocircuito a través de una impedancia	141
6.4.4	Control de tensión mediante el factor de potencia	141
6.5	Control de frecuencia	144
6.5.1	Pérdida de carga	145

7 Conclusiones	149
7.1 Conclusiones relativas a los sistemas de velocidad fija	149
7.2 Conclusiones relativas a los sistemas de velocidad variable	151
7.3 Aportaciones originales	152
7.4 Sugerencias para trabajos futuros	153
7.5 Publicaciones y proyectos de investigación	153
 Apéndices	 155
A Ecuaciones del generador asíncrono doblemente alimentado	157
A.1 Modelo de generador con control de corriente en el inversor del lado de red	157
A.2 Modelo de generador con control de factor de potencia	160
 B Parámetros de los casos estudiados	 163
B.1 Parámetros del aerogenerador de velocidad fija	163
B.2 Estudio de la estabilidad de un parque de velocidad fija	164
B.3 Parámetros del sistema con aerogeneradores de velocidad variable	164
 Bibliografía	 167

Índice de Figuras

1.1	Potencia eólica instalada en el mundo.	2
1.2	Potencia eólica instalada en España.	3
1.3	Localización de solicitudes de parques eólicos.	4
2.1	Escala de tiempo de los estudios dinámicos de sistemas eléctricos	10
2.2	Estructura de un sistema eléctrico	12
2.3	Diagrama de flujo simplificado de un programa de estabilidad transitoria	13
2.4	El aerogenerador V52-850 kW de Vestas	14
2.5	Relación entre C_p , λ y β	16
2.6	Modelos mecánicos de aerogeneradores	18
2.7	Equivalente Thévenin del generador de inducción	20
2.8	Turbina con generador de inducción doblemente alimentado	21
2.9	Control del generador asíncrono doblemente alimentado	22
2.10	Control de corriente en el rotor.	23
2.11	Control de corriente en el inversor del lado de red	23
2.12	Curva de potencia de un aerogenerador	24
2.13	Característica par/velocidad de una turbina de velocidad variable	26
2.14	Control de la velocidad del rotor.	26
2.15	Control de la tensión en la etapa de continua.	26
3.1	Sistema para el estudio de los transitorios en el estator	30
3.2	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la corriente en el estator del generador con rotor circuitado.	31
3.3	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el par electromagnético del generador con rotor circuitado.	31
3.4	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la velocidad del generador con rotor circuitado.	33
3.5	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el enlace de flujo en el rotor del generador con rotor circuitado.	33
3.6	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre enlace de flujo en el rotor del generador con rotor circuitado a velocidad constante.	34
3.7	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la tensión en bornes del generador con rotor circuitado.	34
3.8	Modelo mecánico de cinco masas	38
3.9	Modelo mecánico de dos masas	38
3.10	Sistema eléctrico empleado para evaluar el modelo mecánico	38
3.11	Par aplicado por el viento sobre cada pala	40
3.12	Par aplicado por las palas sobre el buje	40
3.13	Potencia eléctrica generada	40
3.14	Tensión en el nudo de conexión	41
3.15	Velocidad de giro en el modelo de dos masas	41
3.16	Velocidad de giro en el modelo de cinco masas	41
3.17	Frecuencia del eje de baja velocidad	42
3.18	Potencia eléctrica generada	42

3.19 Tensión en bornes del generador	42
3.20 Sistema para evaluar el modelo de disco actuador	44
3.21 Potencia inicial obtenida con dos vientos diferentes	44
3.22 Trayectorias sobre la curva $C_p-\lambda$	44
3.23 Coeficiente de potencia normalizado	45
3.24 Tiempo crítico de despeje de falta con distintos modelos	45
3.25 Punto de par mecánico independiente de la velocidad de las palas	48
3.26 Curva de potencia de un aerogenerador comercial.	48
3.27 Curva $C_p(\lambda)$	48
3.28 Turbina eólica con generador de inducción.	49
3.29 Turbina con control de paso de pala.	49
3.30 Llamadas a los modelos de velocidad fija.	50
3.31 Ejemplo de agregación de turbinas de un parque eólico	51
3.32 Efecto estela en el interior de un parque eólico.	52
4.1 Caso base.	54
4.2 Dirección del viento.	54
4.3 Curva característica potencia/viento.	54
4.4 Ejemplo de caso inestable.	55
4.5 Influencia de la potencia de cortocircuito.	56
4.6 Influencia de la potencia reactiva generada en el parque.	56
4.7 Influencia del factor de potencia.	57
4.8 Influencia de la distancia del fallo al parque.	57
4.9 Influencia de la inercia de la turbina.	58
4.10 Influencia de la frecuencia de resonancia mecánica.	59
4.11 Influencia de la potencia generada.	59
4.12 Influencia de la velocidad del viento.	60
4.13 Generación de la misma potencia con distinto viento.	60
4.14 Potencia mecánica entrante a la turbina.	61
4.15 Trayectoria sobre las curvas C_p/λ	61
4.16 Protección de mínima tensión con retardo.	62
4.17 Área de generación eólica.	63
4.18 Tensión en los aerogeneradores tras un cortocircuito alejado del parque.	63
4.19 Tensión en el nudo tres con y sin protección de mínima tensión.	64
4.20 Tensión en los aerogeneradores tras un fallo cercano al parque.	64
4.21 Parque eólico.	65
4.22 Tensión en los aerogeneradores de un parque eólico.	65
4.23 Detalle ampliado de la evolución de la tensión.	66
4.24 Red de transporte en el noroeste peninsular.	67
4.25 Cortocircuito en el valle del Ebro en situación punta.	68
4.26 Fallo en el valle del Ebro en situación punta.	69
4.27 Fallo en el valle del Ebro en situación punta.	70
4.28 Cortocircuito en el noroeste en situación punta.	71
4.29 Fallo en el noroeste en situación punta.	72
4.30 Fallo en el noroeste en situación punta.	72
4.31 Cortocircuito en el valle del Ebro en situación valle.	73
4.32 Fallo en el valle del Ebro en situación valle.	74
4.33 Fallo en el valle del Ebro en situación valle.	74
4.34 Cortocircuito en el noroeste en situación valle.	76
4.35 Fallo en el noroeste en situación valle.	77
4.36 Fallo en el noroeste en situación valle.	77
5.1 Generador con control de la corriente en el inversor del lado de la red	80
5.2 Sistema de referencia del control de intensidad en el lado del rotor.	81

5.3	Sistema de referencia del control de intensidad en el lado de red.	82
5.4	Generador alimentando a una carga resistiva.	83
5.5	Generador con control del factor de potencia.	86
5.6	Variables eléctricas en el punto de conexión.	87
5.7	Control del inversor del lado del rotor	90
5.8	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la corriente en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=0,9$ p.u..	91
5.9	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la corriente en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=1,1$ p.u..	91
5.10	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el par electromagnético en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=0,9$ p.u..	92
5.11	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el par electromagnético en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=1,1$ p.u..	92
5.12	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la velocidad del rotor en el generador doblemente alimentado.	93
5.13	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la velocidad del rotor en el generador doblemente alimentado.	93
5.14	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la tensión en el generador doblemente alimentado.	94
5.15	Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la tensión en el generador doblemente alimentado.	94
5.16	Generador de inducción en régimen permanente	96
5.17	Modelo de bloques del generador doblemente alimentado.	99
5.18	Balance de potencia en el generador doblemente alimentado.	100
5.19	Bucle de control de la velocidad mediante el par electromagnético.	100
5.20	Bucle de control de la velocidad mediante el ángulo de calado de pala.	101
5.21	Bucle de control de la tensión en la etapa de continua.	102
5.22	Sistema eléctrico con generadores doblemente alimentados.	102
5.23	Diagrama de flujo de un programa de estabilidad transitoria.	105
6.1	Caso base.	108
6.2	Regulador de velocidad.	108
6.3	Puntos de funcionamiento estudiados.	109
6.4	Cortocircuito a través de una impedancia.	111
6.5	Tensión en el parque eólico en el caso 4.	111
6.6	Par electromagnético.	111
6.7	Componente en cuadratura de la corriente en el rotor.	112
6.8	Potencia cedida por el parque eólico.	112
6.9	Velocidad de giro del eje de baja velocidad.	112
6.10	Velocidad de giro de los ejes de alta y baja velocidad en el caso cuatro.	114
6.11	Tensión en la etapa de continua.	114
6.12	Tensión en la etapa de continua.	114
6.13	Componente de la corriente en el inversor del lado de red en fase con la tensión.	115
6.14	Ángulo de calado de pala.	115
6.15	Trayectoria de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$	115
6.16	Pérdida de una línea.	117
6.17	Tensión en el parque eólico.	117
6.18	Par electromagnético.	117
6.19	Componente en cuadratura de la corriente en el rotor.	118
6.20	Potencia cedida por el parque eólico.	118
6.21	Velocidad de giro de las palas.	118
6.22	Ángulo de calado de pala.	120
6.23	Trayectoria de la turbina sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$	120

6.24 Tensión en la etapa de continua.	120
6.25 Tensión en la etapa de continua.	121
6.26 Potencia eléctrica aportada por el generador síncrono.	121
6.27 Frecuencia del sistema.	121
6.28 Cortocircuito en el nudo dos.	122
6.29 Tensión en el nudo tres.	123
6.30 Potencia eléctrica aportada por el generador síncrono.	123
6.31 Frecuencia del sistema.	123
6.32 Esquema de conexión del generador doblemente alimentado.	124
6.33 Cortocircuito en el nudo dos con reenganche del parque eólico.	126
6.34 Tensión en el nudo 3.	126
6.35 Par electromagnético.	126
6.36 Componente en cuadratura de la corriente en el rotor.	127
6.37 Potencia generada por el parque eólico.	127
6.38 Velocidad de giro de las palas.	127
6.39 Ángulo de calado de pala en los casos cuatro y ocho.	129
6.40 Trayectoria de las turbinas sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$. Casos 1-4.	129
6.41 Trayectoria de las turbinas sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$. Casos 5-8	129
6.42 Tensión en la etapa de continua. Casos 1-4.	130
6.43 Tensión en la etapa de continua. Casos 5-8.	130
6.44 Potencia cedida por el generador síncrono.	130
6.45 Frecuencia del sistema.	131
6.46 Tiempo crítico de reenganche en función de la velocidad de las palas.	132
6.47 Tensión máxima en la etapa de continua.	133
6.48 Control de la tensión mediante i_{qa}^ϵ	133
6.49 Tensión en el parque eólico.	135
6.50 Componente de la corriente del inversor del lado de red en cuadratura con la tensión.	135
6.51 Corriente en el inversor del lado de la red.	135
6.52 Potencia saliente del parque eólico.	136
6.53 Tensión en la etapa de continua.	136
6.54 Potencia aportada por el generador síncrono.	136
6.55 Frecuencia del sistema.	137
6.56 Pérdida de compensación en el nudo tres.	138
6.57 Tensión en el parque eólico.	138
6.58 Corriente en el inversor del lado de la red.	138
6.59 Potencia generada por el parque eólico.	139
6.60 Tensión en el nudo tres.	139
6.61 Potencia cedida por el generador síncrono.	139
6.62 Frecuencia del sistema.	140
6.63 Control de tensión a través del factor de potencia.	141
6.64 Tensión en el parque eólico.	142
6.65 Corriente en el inversor del lado de la red.	142
6.66 Potencia cedida por el parque eólico.	142
6.67 Tensión en el parque eólico.	143
6.68 Potencia generada por el parque eólico.	143
6.69 Potencia aparente generada por el parque eólico.	143
6.70 Control de frecuencia.	145
6.71 Puntos de funcionamiento de los casos estudiados.	145
6.72 Pérdida de carga en el nudo uno.	146
6.73 Frecuencia del sistema.	146
6.74 Potencia cedida por el parque eólico.	147
6.75 Potencia cedida por el generador síncrono.	147
6.76 Velocidad de las palas.	147
6.77 Trayectoria de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$	148

6.78 Trayectoria de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$	148
B.1 Curvas características $C_p/\lambda/\beta$	166

Índice de Tablas

1.1	Potencia instalada en Abril de 2001 en la Unión Europea.	2
2.1	Tipos de fallos en la red eléctrica	8
2.2	Comparación entre los métodos de control de potencia	15
2.3	variables del modelo de generador de inducción	19
4.1	Condiciones iniciales.	55
4.2	Instalaciones eólicas simuladas en Galicia.	66
4.3	Instalaciones eólicas simuladas en la cuenca del Ebro.	67
5.1	variables del modelo de generador de inducción	81
5.2	variables del modelo de generador de inducción	97
5.3	Número de iteraciones durante el cálculo de las condiciones iniciales	98
5.4	Flujos de potencia en la máquina doblemente alimentada.	99
6.1	Condiciones iniciales de los casos estudiados.	109
B.1	Parámetros del generador asíncrono	163
B.2	Parámetros mecánicos del modelo de turbina de 5 masas	163
B.3	Parámetros mecánicos del modelo de turbina de 2 masas	163
B.4	Parámetros de las turbinas.	164
B.5	Parámetros de los generadores.	164
B.6	Parámetros del parque eólico.	164
B.7	Parámetros de la red.	165
B.8	Parámetros del generador síncrono.	165
B.9	Parámetros del regulador de velocidad.	165
B.10	Parámetros de la turbina eólica.	165
B.11	Parámetros del generador doblemente alimentado.	165



Lista de Símbolos

Símbolo	Significado
A	Área barrida por las palas.
C	Capacidad del condensador en la etapa de continua.
C_p	Coeficiente de potencia.
C_{pmaz}	Coeficiente de potencia máximo.
D_b	Rozamiento del eje de baja velocidad.
D_{bg}	Amortiguamiento del acoplamiento entre el buje y el rotor del generador.
D_g	Rozamiento del eje de alta velocidad.
D_{pb}	Amortiguamiento del acoplamiento entre las palas y el buje.
\mathcal{E}	Vector de error en el método de Newton-Raphson.
e_n	Función de error en el método de Newton-Raphson
H	Constante de inercia del rotor.
\mathcal{I}	Vector de corrientes del sistema.
\mathcal{I}_a	Vector de corriente entre el convertidor y la red.
\mathcal{I}_a^ϵ	Vector de corriente por el inversor del lado de red en un sistema alineado con el enlace de flujo por el estator.
I_a	Módulo del vector de corriente entre el convertidor y la red.
\mathcal{I}_a^ϵ	Vector de corriente en el inversor del lado de red en un sistema de referencia ligado a la tensión en el estator.
\mathcal{I}_g	Vector de corriente inyectada por el generador en el sistema.
\mathcal{I}_r	Vector de corriente en el rotor.
\mathcal{I}_r^ϕ	Vector de corriente en el rotor en un sistema de referencia ligado al enlace de flujo por el estator.
I_r^ϕ	Vector de corriente por el rotor en un sistema alineado con el enlace de flujo por el estator.
\mathcal{I}_s	Vector de corriente en el estator.
i_{da}, i_{qa}	Componentes de la corriente entre el convertidor y la red.
i_{da}^ϵ	Componente de la corriente por el inversor del lado de red en fase con el enlace de flujo por el estator.
i_{qa}^ϵ	Componente de la corriente por el inversor del lado de red en cuadratura con el enlace de flujo por el estator.
$i_{da}^{\epsilon*}$	Referencia de la componente de la corriente por el inversor del lado de red en fase con la tensión en el estator.
$i_{qa}^{\epsilon*}$	Referencia de la componente de la corriente por el inversor del lado de red en cuadratura con la tensión en el estator.
i_{dg}, i_{qg}	Componentes de la corriente inyectada por el generador en la red.
i_{dr}, i_{qr}	Componentes de la corriente por el rotor.
i_{dr}^ϕ	Componente de la corriente por el rotor en fase con el enlace de flujo por el estator.
i_{qr}^ϕ	Componente de la corriente por el rotor en cuadratura con el enlace de flujo por el estator.
$i_{dr}^{\phi*}$	Referencia de la componente de la corriente por el rotor

Símbolo	Significado
	en fase con el enlace de flujo por el estator.
$i_{gr}^{\phi*}$	Referencia de la componente de la corriente por el rotor en cuadratura con el enlace de flujo por el estator.
$i_{ra,b,c}$	Corrientes medidas en el rotor.
i_{ds}, i_{qs}	Componentes de la corriente por el estator.
$i_{sa,b,c}$	Corrientes medidas en el estator.
J	Matriz Jacobiana.
J_b	Momento de inercia del eje de baja velocidad.
J_g	Momento de inercia del eje de alta velocidad.
J_p	Momento de inercia de cada pala.
K_{bg}	Rigidez del acoplamiento entre el buje y el rotor del generador.
K_{pb}	Rigidez del acoplamiento entre las palas y el buje.
n_p	Número de palas.
P_{Rr}	Pérdidas resistivas en el rotor.
P_{Rs}	Pérdidas resistivas en el estator.
P_c	Potencia entrante al condensador de la etapa de continua.
P_{em}	Potencia entrante en la máquina eléctrica.
P_{er}	Potencia entrante en el rotor.
P_{es}	Potencia entrante en el estator.
P_g	Potencia total generada por la máquina.
P_{ga}	Potencia saliente del inversor del lado de red.
P_{gr}	Potencia generada por el rotor.
P_{gs}	Potencia generada por el estator.
P_v	Potencia entrante en el aerogenerador.
R	Radio de las palas.
R_a	Resistencia entre el convertidor y la red.
R_r	Resistencia del rotor.
R_s	Resistencia del estator.
s	Deslizamiento.
t_{cdf}	Tiempo crítico de despeje de falta
\mathcal{U}	Vector de tensiones del sistema.
U'	Vector de tensión interna.
U'	Módulo de la tensión interna.
U_c	Tensión en la etapa de continua.
U_m	Tensión media entre las tres fases de un nudo.
U_r	Vector de tensión en el rotor.
U_s	Vector de tensión en el estator.
v	Velocidad del viento.
u'_d, u'_q	Componentes de la tensión interna.
u_{da}, u_{qa}	Componentes de la tensión en el inversor del lado de red.
$u_{aa,b,c}^*$	Tensiones de referencia en el inversor del lado de red.
u_{dr}, u_{qr}	Componentes de la tensión en el rotor.
u_{ds}, u_{qs}	Componentes de la tensión en el estator.
$u_{ra,b,c}^*$	Tensiones de referencia en el inversor del lado del rotor.
$u_{sa,b,c}$	Tensiones medidas en el estator.
W_c	Energía almacenada en el condensador en la etapa de continua.
X_a	Reactancia entre el convertidor y la red.
X_m	Reactancia mutua.
X_r	Reactancia del rotor.
X_s	Reactancia del estator.
\mathcal{Y}	Matriz de impedancias del sistema.
β	Ángulo de paso de pala.

Símbolo	Significado
δ	Argumento de la tensión interna.
ϵ	Argumento de la tensión en el estator.
θ	Factor de potencia del generador.
θ_g	Ángulo mecánico del rotor del generador.
λ	Coefficiente de velocidad específica.
λ_{opt}	Coefficiente de velocidad específica óptimo.
ρ	Densidad del aire.
τ_{aux}	Par mecánico auxiliar.
τ_{bg}	Par mecánico entre el buje y el rotor del generador.
τ_{em}	Par electromecánico.
τ_{pbn}	Par mecánico entre la pala n y el buje.
τ_v	Par aplicado por el viento.
τ_{vn}	Par aplicado por el viento sobre la pala n .
ϕ	Argumento del enlace de flujo en el estator.
ϕ_r	Argumento del enlace de flujo en el rotor.
Ψ_s	Vector de enlace de flujo en el estator.
ψ_{da}, ψ_{qa}	Componentes del flujo en la reactancia entre el convertidor y la red.
ψ_{dr}, ψ_{qr}	Componentes del enlace de flujo en el rotor.
ψ_{ds}, ψ_{qs}	Componentes del enlace de flujo en el estator.
ω_b	Velocidad de giro del buje.
ω_b^*	Referencia de velocidad de giro del buje.
ω_{base}	Frecuencia base.
ω_g	Velocidad de giro del rotor del generador.
ω_{nb}	Velocidad nominal del buje.
ω_p	Velocidad de giro de las palas.
ω_{pn}	Velocidad de giro de la pala n .
ω_s	Frecuencia de sincronismo.

Capítulo 1

Introducción

Durante la última década, el crecimiento de la generación eólica en España y en otros países europeos ha superado las previsiones de diversos organismos oficiales. Este crecimiento provoca la irrupción sobre la red eléctrica de una tecnología nueva en un margen de tiempo relativamente pequeño. Numerosos aspectos del sistema se ven afectados por esta situación, entre ellos la calidad del suministro, la seguridad, el reparto de la generación, la regulación del mercado, etc.

Desde el punto de vista de la estabilidad transitoria y la seguridad del sistema, la generación eólica afecta gravemente al sistema eléctrico. En primer lugar existe una gran diferencia entre el comportamiento dinámico de los parques eólicos y el de las centrales convencionales, derivada de la propia naturaleza de ambas instalaciones. En segundo, el emplazamiento de las instalaciones eólicas, frecuentemente dispersas en la red de distribución, es distinto del de las grandes centrales conectadas a la red de transporte. Si llegan a cumplirse las previsiones de crecimiento de la energía eólica para los próximos años, los operadores del sistema se enfrentarán a una situación nueva sobre la cual no existe ninguna experiencia previa.

Esta circunstancia se ve agravada por la exigencia creciente de continuidad en el suministro. Hace algunas décadas, las compañías eléctricas de los países desarrollados consideraban aceptable una interrupción media del servicio de ocho horas anuales. Actualmente, la mayoría consideraría inadecuada una interrupción superior a dos horas [105].

Para evitar que el crecimiento de la generación eólica perjudique a la seguridad del sistema es necesario acompañar la instalación de nuevos parques con estudios adecuados de estabilidad transitoria. Solamente así es posible diseñar correctamente las protecciones, los sistemas de control de tensión y frecuencia en la red, y, en su caso, especificar determinados sistemas de control en los propios parques eólicos. A continuación, este capítulo de introducción sitúa el problema dentro del marco general de evolución de la generación eólica, establece los objetivos del trabajo de investigación, y describe la estructura de la tesis.

1.1 Crecimiento de la generación eólica

La potencia eólica instalada en el mundo ha crecido de manera exponencial en la última década. Este proceso ha sido especialmente significativo en Europa, donde la potencia eólica ha crecido un 40% anual en los últimos seis años [36, 107], pero también ha podido observarse en Estados Unidos y en numerosos países en vías de desarrollo, especialmente en China, India y Suramérica. La figura 1.1 muestra la evolución de la potencia eólica instalada durante la década de los noventa. Al terminar 1999 superó los 13.500 MW, de los cuales 9.500 MW pertenecían a la Unión Europea.

Entre los países europeos el mayor crecimiento se ha producido en Alemania, España [16] y Dinamarca [35, 18], como puede observarse en la tabla 1.1. En particular, Dinamarca es el país con mayor porcentaje de generación eólica, con un 10% de penetración media, que aumenta significativamente en periodos de poca carga y mucho viento.



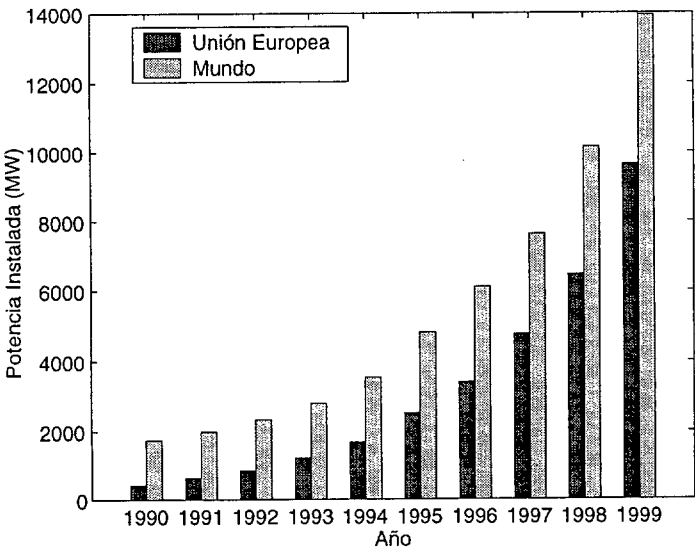


Figura 1.1: Potencia eólica instalada en el mundo.

El crecimiento durante los últimos años ha sido superior a las previsiones: la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) calculó en 1991 que la potencia instalada en Europa alcanzaría los 4.000 MW en el año 2000, pero esta cifra se superó en 1997. La misma asociación aumentó su predicción hasta 8.000 MW en el año 2000, pero ese año se superaron los 9.500 MW [17].

País	Potencia (MW)
Alemania	6410
España	2567
Dinamarca	2346
Italia	506
Holanda	460
Reino Unido	413
Suecia	258
Grecia	208
Irlanda	118
Portugal	105
Austria	77
Francia	66
Finlandia	38
Bélgica	20
Luxemburgo	14
Total	13606

Tabla 1.1: Potencia instalada en Abril de 2001 en la Unión Europea.

Existen varias razones que explican el rápido crecimiento de la energía eólica:

1. Ha sido favorecida por diversos estados a causa de su escasa repercusión sobre el medio ambiente. Las medidas adoptadas varían según el país [26]. Entre ellas se encuentran los subsidios a la generación eólica, el apoyo a la investigación, y la obligación por parte de las compañías eléctricas de permitir la conexión de nuevos parques y comprar su producción.
2. Los recursos eólicos están repartidos de una manera bastante uniforme por todo el mundo, al contrario que los combustibles fósiles. Recientemente, la instalación de parques en el mar ha permitido aprovechar un potencial que hasta hace poco permanecía inaccesible.

3. Las instalaciones requieren una escasa inversión inicial, comparada con las centrales clásicas, lo cual favorece su instalación en países en vías de desarrollo.

El avance tecnológico también ha afectado al crecimiento de la generación eólica. Los aerogeneradores actuales presentan características distintas a los fabricados hace pocos años: son más ligeros, mejoran el aprovechamiento de la energía cinética contenida en el viento, y su potencia nominal es mayor. Por otro lado, el coste de producción de los aerogeneradores se ha reducido considerablemente. Gracias a ello, la energía eólica puede competir con otras fuentes de energía en emplazamientos con buenas condiciones de viento.

El crecimiento de la generación eólica en España ha sido uno de los mayores de Europa, como puede observarse en la figura 1.2. El ritmo previsto para los próximos años es igualmente rápido. El sistema actual de ayuda no prevé el establecimiento de un límite máximo de generación a partir de fuentes renovables, y el Registro de Productores en Régimen Especial [32] contiene permisos de instalación de parques eólicos para más de 10.000 MW. Las solicitudes registradas por Red Eléctrica de España para el año 2004 [82], representadas en la figura 1.3, suman 24.369 MW de generación eólica

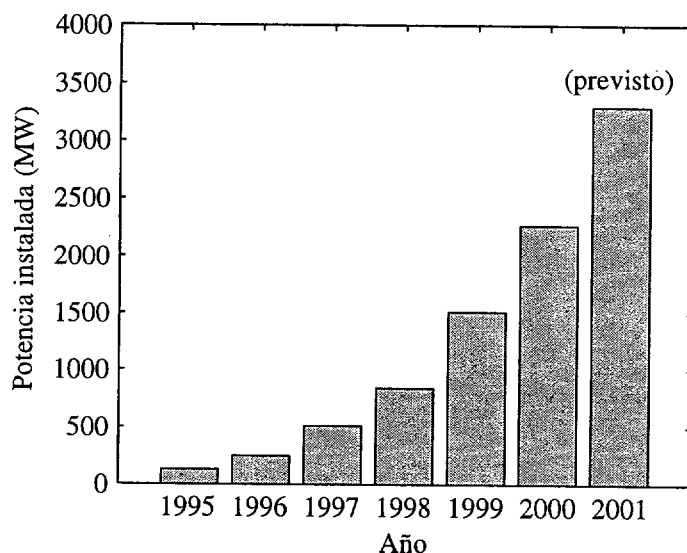


Figura 1.2: Potencia eólica instalada en España.

En general, las predicciones de crecimiento eólico en numerosos países son optimistas. La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) prevé un 10% de generación eólica sobre el total mundial en 2020 [35]. Este objetivo se basa en consideraciones económicas, de consumo energético, y en la evolución reciente de la generación eólica y de su tecnología. La tendencia alcista de los precios de las fuentes de energía tradicionales, unida al probable descenso del precio de la energía eólica, favorecen las expectativas de crecimiento. Las expectativas de la EWEA para Europa [17] son 60.000 MW instalados en el año 2010 y 150.000 MW en el año 2020. En Dinamarca el objetivo oficial es aún más ambicioso, un 50% de la generación total en 2030.

1.2 Planteamiento de objetivos

Dentro del marco general de crecimiento de la generación eólica expuesto en la sección anterior, esta tesis doctoral aborda el problema del impacto de dicha generación sobre la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos. Los objetivos propuestos abarcan tres aspectos distintos del problema: representación de parques eólicos en programas de estabilidad transitoria, comportamiento de los sistemas con generación eólica ante fallos en la red, y evaluación de protecciones y sistemas de control orientados a mejorar la respuesta transitoria de los parques eólicos.

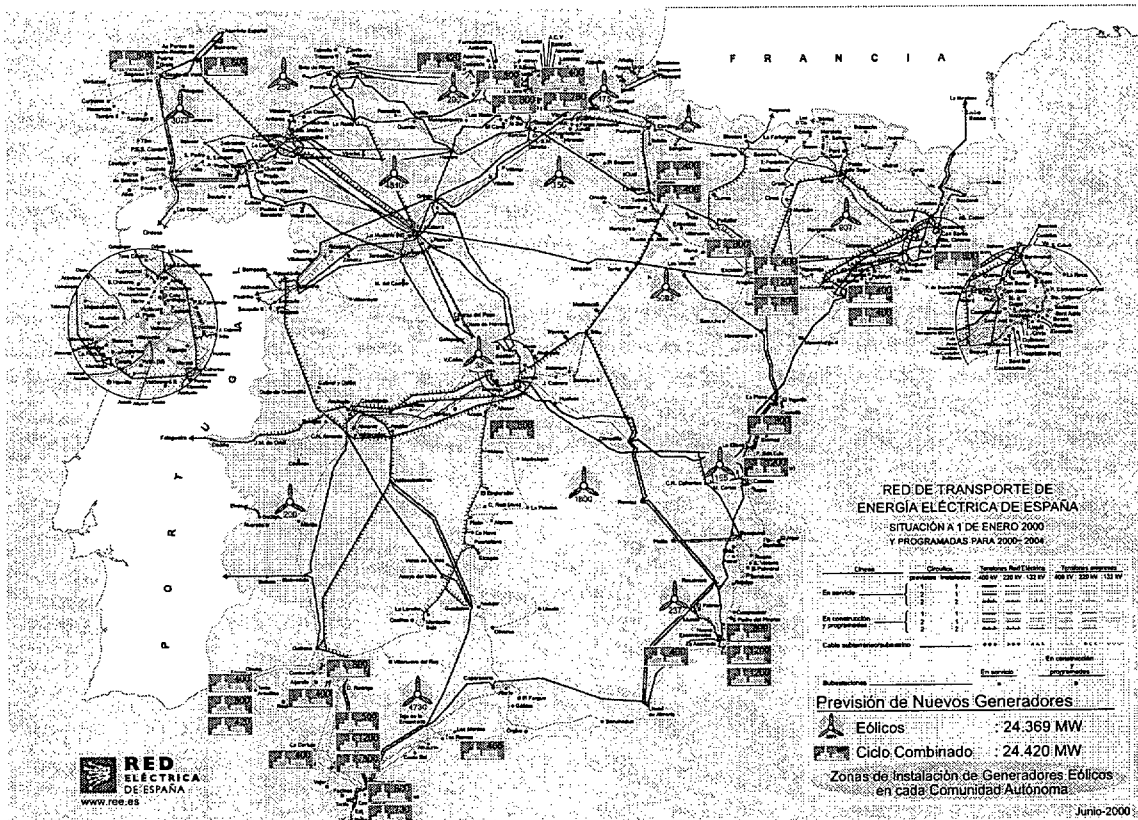


Figura 1.3: Localización de solicitudes de parques eólicos editada por Red Eléctrica de España [82].

El primer objetivo consiste en desarrollar modelos de los dos tipos de aerogenerador más utilizados en España: turbina de velocidad fija con generador de inducción y turbina de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado. Los modelos obtenidos deben permitir la representación de los aerogeneradores, agrupados en parques eólicos, en programas de análisis de estabilidad transitoria.

El modelado de estas dos técnicas supone dos problemas independientes y diferentes entre sí, debido principalmente a dos razones:

- En primer lugar, en la literatura existen numerosos modelos de turbina eólica con generador de inducción, aplicados principalmente a estudios de calidad de la energía. Cada modelo representa con distinto grado de detalle todos o algunos de los fenómenos involucrados en la transformación de la energía eólica (electromagnéticos, mecánicos y aerodinámicos). El problema, en este caso, consiste en retener tan sólo aquellos fenómenos significativos para la estabilidad transitoria, con el fin de obtener un modelo lo más sencillo posible. Por el contrario, en la literatura apenas existen modelos de generador doblemente alimentado para estudios de estabilidad transitoria, por lo que la elaboración de un modelo es una tarea completamente nueva, que no puede apoyarse en resultados anteriores.
- En segundo lugar, la tecnología del generador de inducción y la del doblemente alimentado es muy distinta, debido fundamentalmente a la existencia de convertidores electrónicos en el segundo. La diferencia entre ambas técnicas se refleja en el comportamiento dinámico y en los modelos matemáticos de ambos generadores.

El segundo objetivo de la tesis es obtener un conocimiento general sobre los transitorios electro-mecánicos en los sistemas eléctricos con generación eólica. Para ello pretendemos simular diversos casos empleando los modelos propuestos de aerogenerador, y analizar cualitativamente los resultados numéricos. El interés de los casos simulados reside, por un lado, en su representatividad de una situación real o típica, y por otro en su simplicidad. La simplicidad del sistema evita el enmascaramiento de unos efectos por otros y facilita la evaluación de los resultados. En el caso de las turbinas de velocidad fija con generación de inducción existen en la literatura diversos estudios de estabilidad transitoria, por lo que los casos estudiados se centrarán en aspectos que hayan sido poco tratados anteriormente.

El tercer objetivo de esta tesis es evaluar distintas protecciones y sistemas de control de los parques eólicos, encaminados a mejorar el régimen transitorio del sistema eléctrico. Este tipo de estudios es especialmente interesante en la actualidad, y puede ayudar a determinar la futura normativa de conexión de parques eólicos. La normativa española actual data de 1985 [33], cuando la generación eólica era muy poco significativa, y establece la desconexión instantánea de los parques ante variaciones de tensión por encima del 15% en el punto de conexión. Esta práctica provoca la pérdida de gran parte de la generación eólica ante perturbaciones de tensión relativamente pequeñas propagadas por la red de transporte.

En el caso de las turbinas de velocidad fija, es interesante estudiar la acción de una protección de mínima tensión con retardo, tanto en una red de distribución radial como en una red de transporte. Esta protección podría permitir la permanencia de una parte importante de la generación eólica, incluso después de un cortocircuito trifásico.

Las turbinas de velocidad variable permiten una mayor flexibilidad en el control de la tensión y de la potencia generada. En este sentido, es interesante evaluar distintas posibilidades contempladas en la normativa de conexión del operador danés Eltra [76]. Entre ellas figuran la reconexión automática del parque eólico después de un fallo, y la participación del parque en la regulación primaria de frecuencia. Otra posibilidad apuntada por diversos autores es el control de la tensión en el nudo de conexión a través de la potencia reactiva generada por los convertidores electrónicos.

Los tres objetivos citados, a pesar de ser distintos, no son independientes entre sí. Un mejor conocimiento del régimen transitorio de los sistemas con generación eólica, por ejemplo, ayudará tanto a la determinación de los modelos como a la evaluación de las protecciones y los métodos de control.

Por último, conviene resaltar que esta tesis aborda el problema de la generación eólica desde el punto de vista de la red eléctrica. Otros problemas relacionados, tales como la optimización de los sistemas de control en los aerogeneradores o en el interior de un parque, quedan fuera de los objetivos.

1.3 Estructura de la tesis

La tesis está organizada en siete capítulos y dos apéndices, más un índice bibliográfico. El primer capítulo es esta introducción. El contenido del resto de los capítulos es el siguiente:

El capítulo segundo realiza un repaso general de los métodos de análisis de estabilidad transitoria, de los modelos electromecánicos de aerogeneradores, y de los estudios publicados sobre estabilidad transitoria de instalaciones eólicas.

El capítulo tercero desarrolla el modelo de turbina de velocidad fija con generador de inducción. El rechazo de determinados fenómenos que no afectan a la estabilidad transitoria es justificado mediante simulaciones. Una de las secciones establece la equivalencia entre los dos modelos transitorios más conocidos de generador de inducción mediante un cambio de coordenadas. Por último, el modelo propuesto es representado de forma modular y es integrado en un programa de estabilidad transitoria.

El capítulo cuatro presenta varios estudios que emplean el modelo propuesto de aerogenerador de velocidad fija y discute los resultados obtenidos. El primer estudio aborda el efecto de varios parámetros sobre la estabilidad transitoria de un parque eólico sin protección de mínima tensión. El segundo evalúa el efecto de una protección de mínima tensión con retardo sobre una red de

distribución con generación eólica. El último estudio analiza el efecto de varios cortocircuitos sobre el Sistema Eléctrico Español incluyendo un porcentaje importante de generación eólica. Los programas de simulación empleados son el PSS/E [51] y el PST [86].

El capítulo cinco desarrolla dos nuevos modelos de generador asíncrono doblemente alimentado para estudios de estabilidad transitoria. El primer modelo parte de la premisa de que el control de corriente en los convertidores puede considerarse infinitamente rápido. El segundo modelo considera que el control del factor de potencia del aerogenerador también puede considerarse instantáneo. Este capítulo presenta asimismo un método de resolución de los modelos propuestos. Por último, el modelo de generador es integrado junto con el sistema mecánico y los sistemas de control en un programa de estabilidad transitoria.

El capítulo seis emplea los modelos propuestos de turbina de velocidad variable para evaluar el efecto de distintos sistemas de control. El programa empleado en estas simulaciones es el PST. Los casos estudiados abarcan la protección de mínima tensión vigente actualmente en España, una protección de mínima tensión con reenganche automático, un sistema de control de tensión y un regulador primario de frecuencia.

El capítulo séptimo presenta las conclusiones del trabajo realizado, resume las aportaciones novedosas y propone nuevas vías de investigación.

Por último, los apéndices A y B recogen, respectivamente, algunos desarrollos matemáticos relativos al modelo de generador asíncrono doblemente alimentado, y los parámetros empleados en las simulaciones.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1 Introducción a la estabilidad transitoria

Prabha Kundur [59] define de manera intuitiva la estabilidad de un sistema eléctrico como *la propiedad que le permite permanecer en un estado de equilibrio en condiciones normales, y evolucionar a un estado de equilibrio aceptable después de ser sometido a una perturbación*. Esta definición es lo suficientemente general para englobar todos los estudios de estabilidad, y permite anticipar una división fundamental de dichos estudios en función del tipo de perturbación aplicada al sistema.

El problema de la estabilidad transitoria se refiere a la evolución del sistema eléctrico después de sufrir una perturbación *grande*, por ejemplo un cortocircuito, pérdida de generación o de carga, o pérdida de una línea. Como consecuencia de dicha perturbación, el sistema se aleja de su estado de equilibrio lo suficiente para que un modelo dinámico basado en ecuaciones lineales no sea realista. La estabilidad de un sistema eléctrico es un problema amplio y complejo, que suele ser abordado desde distintos puntos de vista complementarios entre sí.

Los estudios de estabilidad transitoria son practicados al menos desde la década de 1930 [70]. La experiencia acumulada desde entonces y el análisis de las faltas registradas, ha aportado un conocimiento amplio del comportamiento dinámico de las redes eléctricas. Varios autores han recogido este conocimiento en libros [59, 73, 98] que abordan de manera global la representación matemática del sistema eléctrico, métodos de estudio de la estabilidad transitoria, y técnicas para mejorarla.

2.1.1 Naturaleza del problema

Los términos relativos a la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos quedan definidos en sendos trabajos del Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) [20] y el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) [83]. Esta última organización propone las siguientes definiciones:

Perturbación en un sistema eléctrico es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o en uno o varios de los valores de funcionamiento.

Pequeña perturbación en un sistema eléctrico es una perturbación que puede ser analizada mediante las ecuaciones que describen la dinámica del sistema linealizadas.

Gran perturbación en un sistema eléctrico es una perturbación que no puede ser analizada mediante las ecuaciones que describen la dinámica del sistema linealizadas.

Estabilidad transitoria de un sistema eléctrico: un sistema eléctrico es transitoriamente estable para un estado de funcionamiento en régimen permanente determinado y para una perturbación determinada si, después de dicha perturbación, alcanza un estado de funcionamiento en régimen permanente aceptable.

Por tanto, la estabilidad transitoria es una propiedad del conjunto formado por un sistema eléctrico, un estado inicial y una perturbación determinados. La tabla 2.1 muestra la clasificación tradicional de las perturbaciones que afectan a la topología de una red eléctrica [71]. Cada caso puede incluir alguno de estos fallos o una combinación de ellos.

Fallos en paralelo	Fallos en serie
Fase – tierra	Apertura de una línea
Dos fases – tierra	Apertura de dos líneas
Tres fases – tierra	Apertura de tres líneas
Fase – fase	
Tres fases	

Tabla 2.1: Tipos de fallos en la red eléctrica

Dado que la definición de estabilidad transitoria no especifica la magnitud de la perturbación, el problema debe ser analizado empleando las ecuaciones no linealizadas. Solamente si la perturbación fuese suficientemente pequeña, podrían linealizarse las ecuaciones en torno al punto de equilibrio. En este caso, el análisis sería un problema de estabilidad de pequeña señal, y podrían emplearse los criterios de estabilidad de sistemas lineales. En cualquier caso, conviene señalar que la solución de las ecuaciones no lineales en un problema de pequeña señal debe proporcionar el mismo resultado que la solución de las ecuaciones lineales.

Una perturbación grande puede incluir el disparo de protecciones que cambien la topología de la red. En general, el estado de equilibrio final del sistema es distinto del inicial. En un caso extremo, el equilibrio puede ser alcanzado después de perder un número excesivo de líneas, cargas o generadores, de manera que el estado final no sea aceptable.

El IEEE también propone la siguiente definición alternativa, más matemática, de estabilidad transitoria [83]: *estabilidad transitoria implica que un estado de equilibrio aceptable posterior a la perturbación es asintóticamente estable, y que la respuesta a dicha perturbación es tal que todas las trayectorias de las variables del sistema tienden a dicho estado de equilibrio conforme avanza el tiempo.*

Estabilidad de ángulo

El criterio fundamental empleado en los estudios de estabilidad transitoria es la condición de sincronismo entre los generadores. Kimbark [54] definió en 1948 la estabilidad de un sistema eléctrico como *un estado en el que las distintas máquinas síncronas del sistema permanecen en sincronismo*. Recíprocamente, la inestabilidad es un estado que denota *pérdida de sincronismo*.

El IEEE proporciona las siguientes definiciones al respecto [83]:

Funcionamiento en sincronismo de una máquina: una máquina está en operación síncrona con una red o con otra máquina con la que está conectada si su velocidad eléctrica media (el producto de su velocidad angular por el número de pares de polos) es igual a la frecuencia de la tensión alterna de la red o a la velocidad eléctrica de la otra máquina.

Funcionamiento en sincronismo de un sistema eléctrico: un sistema eléctrico está en sincronismo si todas sus máquinas síncronas conectadas están en operación síncrona con la red alterna y con cada una de las demás máquinas síncronas.

La importancia de la condición de sincronismo proviene del hecho de que la potencia eléctrica ha sido tradicionalmente producida en generadores síncronos. Actualmente esta premisa sigue

siendo cierta, si bien una parte pequeña pero creciente de la energía se produce en otros tipos de generadores.

La recuperación del sincronismo entre un generador síncrono y la red después de una perturbación depende de dos pares de fuerzas opuestas: el par mecánico, que tiende a acelerar el rotor, y el par electromagnético, que tiende a frenarlo. Es habitual distinguir entre dos componentes del par electromagnético: el par sincronizante, que depende de la desviación del ángulo del rotor, y el par amortiguador, que depende de la desviación de la velocidad angular del rotor. Un par sincronizante insuficiente provoca la inestabilidad de primera oscilación o monotónica. Un par amortiguador insuficiente provoca la inestabilidad oscilatoria, que no se manifiesta durante la primera oscilación. En la práctica, la diferencia entre uno y otro par se determina a partir de la trayectoria del sistema.

Estabilidad de tensión

La falta de suministro de energía reactiva también puede provocar la inestabilidad de un sistema eléctrico, provocando una caída generalizada de la tensión incluso cuando existe suficiente par sincronizante y amortiguador. Este fenómeno se conoce como estabilidad de tensión, y ha recibido especial atención en los últimos años [100].

Las causas principales de inestabilidad de tensión son líneas de transporte muy cargadas, fuentes de tensión alejadas de las cargas, tensiones bajas en los generadores y compensación de reactiva insuficiente.

La inestabilidad de tensión puede manifestarse en forma de colapso de tensión. Este fenómeno puede aparecer en sistemas próximos al límite de estabilidad de tensión. En estas condiciones, la pérdida de una línea puede aumentar el consumo de reactiva en las líneas adyacentes y desencadenar un proceso que desemboque al cabo de varios minutos en una caída generalizada de tensión. Durante este tiempo intervienen fenómenos más lentos que en el problema clásico de la estabilidad transitoria, tales como cambios de tomas en los transformadores o control de frecuencia en los generadores. En la práctica, la estabilidad de ángulo y de tensión no son fenómenos independientes y no pueden estudiarse por separado.

Dimensiones del problema

Desde el punto de vista de las ecuaciones involucradas, la estabilidad transitoria es un problema diferencial no lineal y de elevada dimensión.

El número de ecuaciones diferenciales está limitado inferiormente por el doble del número de generadores síncronos del sistema. Sin embargo, la representación con más o menos detalle de los generadores, cargas, sistemas de control, etc, puede conducir a sistemas varios órdenes de magnitud mayores.

Desde el punto de vista de la escala de tiempo, es importante representar solamente los fenómenos relevantes para la estabilidad transitoria. El estudio de transitorios rápidos exige pasos de integración numérica cortos. En el otro extremo, el estudio de fenómenos lentos obliga a simular intervalos de tiempo largos. La representación simultánea de fenómenos rápidos y lentos conduce a sistemas matemáticamente rígidos, cuya simulación requiere gran esfuerzo computacional.

Teniendo en cuenta que la frecuencia natural de los rotores de la mayoría de los generadores síncronos está entre 0,8 y 1,5 segundos, y que la inestabilidad del sistema puede no manifestarse en la primera oscilación, es habitual que los estudios de estabilidad transitoria abarquen entre 10 y 20 segundos. La figura 2.1 representa la escala de tiempo representativa en estudios de estabilidad transitoria, en comparación con otros fenómenos dinámicos.

2.1.2 Representación matemática de sistemas eléctricos

La característica principal de los modelos matemáticos de sistemas eléctricos empleados en análisis de estabilidad transitoria es el rechazo de los transitorios electromecánicos en las líneas, transformadores y estatores de las máquinas rotativas [59, 58]. Esta simplificación elimina las ecuaciones



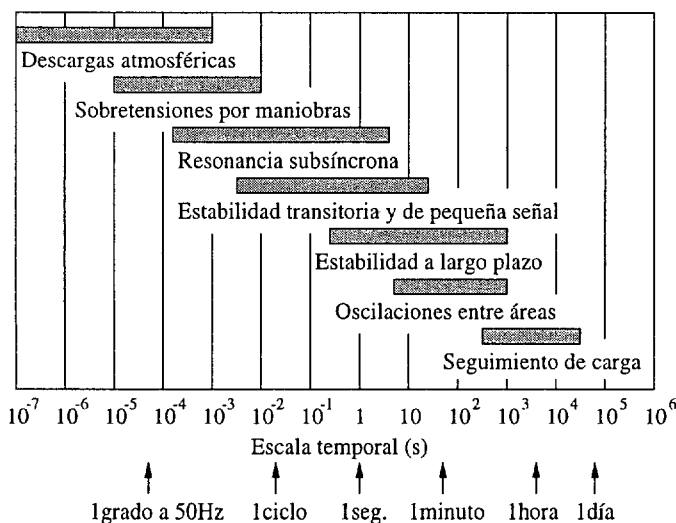


Figura 2.1: Escala de tiempo de los estudios dinámicos de sistemas eléctricos.
Tomada de [14] y modificada.

diferenciales de estos componentes, que quedan representados mediante ecuaciones algebraicas cuyas variables son los fasores de tensión e intensidad correspondientes.

El comportamiento transitorio de un sistema eléctrico queda descrito mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias y otro de ecuaciones algebraicas, de la forma

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.1)$$

$$0 = g(x, u). \quad (2.2)$$

El sistema 2.1 contiene las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento de turbinas, generadores y otros dispositivos, con sus correspondientes controles. El sistema 2.2 contiene las ecuaciones algebraicas que describen la red eléctrica, cambios de base, variables intermedias, etc. El vector x contiene las variables de estado del sistema, y el vector u el resto de variables. La perturbación del sistema queda definida como una secuencia de cambios en los sistemas 2.1 y 2.2.

Existe un amplio grado de consenso sobre los modelos dinámicos adecuados para estudios de estabilidad transitoria de gran número de componentes de la red eléctrica. No obstante, en el caso de los aerogeneradores, la literatura contiene varios modelos con diverso grado de detalle, dependiendo del autor. La sección 2.2 repasa los distintos modelos de aerogenerador.

El cálculo de las condiciones iniciales del sistema es un paso previo a todas las simulaciones numéricas. Tal como se dijo anteriormente, la estabilidad transitoria es una propiedad del conjunto formado por un sistema eléctrico, un estado inicial y una perturbación. El estado inicial representa las condiciones de contorno del sistema de ecuaciones diferenciales, y habitualmente se obtiene mediante un flujo de cargas.

En el caso de los sistemas con generación eólica, es posible tomar como dato de partida la velocidad del viento o la potencia eléctrica generada. Feijóo y Cidrás [40, 41] abordan el problema del cálculo de flujos de carga, en sistemas con aerogeneradores de velocidad fija y generador de inducción, partiendo de la velocidad del viento. En este caso, el deslizamiento del generador, la velocidad del viento, las potencias activa y reactiva y las variables eléctricas del generador de inducción están relacionadas mediante un sistema de ecuaciones no lineales, que deben ser resuelto durante el flujo de cargas.

2.1.3 Métodos de análisis

La tendencia actual es que los modelos de sistemas eléctricos sean cada vez más complejos y que se demanden tiempos de solución más cortos [103]. Los métodos más utilizados para resolver el sistema representado por las ecuaciones 2.1 y 2.2 son dos: resolución numérica con ayuda de un ordenador y métodos directos.

La simulación numérica permite representar el sistema eléctrico prácticamente con cualquier grado de complejidad, pero no proporcionan ninguna estimación de la proximidad un determinado caso al límite de estabilidad. Los métodos directos son más rápidos y proporcionan una estimación del grado de estabilidad del sistema, pero sólo son aplicables a determinados modelos.

Algunos autores han aplicado el método de las perturbaciones singulares al desarrollo de modelos de sistemas eléctricos [56, 55]. En particular, Castro y Ferreira de Jesus [24] aplicaron este método al análisis de un parque eólico. Este método exige evaluar en un sistema la velocidad de variación de cada variable de estado con respecto a las demás, por lo que es poco flexible frente a modificaciones del sistema o de los modelos empleados.

Simulación por integración numérica

Esta técnica consiste en resolver el sistema en intervalos discretos de tiempo, empleando técnicas de integración numérica. Existen varios métodos de integración (Runge-Kutta, predictor-corrector, etc). La elección de uno u otro supone un compromiso entre el error cometido y el tiempo de cálculo empleado.

Dado el elevado orden del sistema de ecuaciones a resolver, las simulaciones numéricas requieren por lo general un elevado esfuerzo de cálculo. Por otro lado, cada estudio de una falta requiere varias simulaciones, variando al menos el estado inicial del sistema y el tiempo de despeje. Por estas razones, los estudios de estabilidad transitoria por simulación numérica se ejecutan al margen de la operación del sistema. Los resultados de las simulaciones se emplean en el diseño o planificación del sistema, o en el estudio de sucesos pasados.

Habitualmente las simulaciones se ejecutan con ayuda de un programa informático que contiene módulos que resuelven el flujo de cargas, la integración numérica y los modelos dinámicos más frecuentes. Existen numerosos programas informáticos orientados a la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos. El programa PSS/E [77] es ampliamente utilizado por la industria eléctrica española. Otros programas disponibles son Eurostag [34], PST [86] (sobre Matlab y con código abierto), ObjectStab [60], Winpow [10] y Basile [97].

Los programas de estabilidad transitoria representan al sistema eléctrico mediante un equivalente multipuerta como el de la figura 2.2. Las variables de entrada son determinadas por los modelos que representan a los distintos componentes conectados al sistema. Los modelos clásicos de generadores son representados mediante equivalentes Thévenin (o Norton), que en la figura 2.2 corresponden a los equivalentes Thévenin $1 \dots n$. Otros componentes son representados mediante relaciones de tensión e intensidad no lineales. Este es el caso de las cargas cuya potencia es función de la tensión o la frecuencia, o de elementos que contienen convertidores electrónicos, como terminales de líneas de corriente continua. Estos componentes se representan en la figura 2.2 mediante las fuentes de corriente $n + 1 \dots m$. Los distintos modelos se conectan a través de la red pasiva, definida por un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales

$$\mathcal{I} = \mathcal{Y}\mathcal{U} \quad (2.3)$$

donde

$$\mathcal{U} = (\mathcal{U}_1 \dots \mathcal{U}_{m+n})^T \quad (2.4)$$

$$\mathcal{I} = (\mathcal{I}_1 \dots \mathcal{I}_{m+n})^T \quad (2.5)$$

e \mathcal{Y} es la matriz de admitancias reducida del sistema, de tamaño $(m + n)(m + n)$.

La figura 2.3 representa la estructura básica de un programa sencillo de simulación de sistemas eléctricos para análisis de estabilidad transitoria. Dentro del bucle de integración, en primer lugar

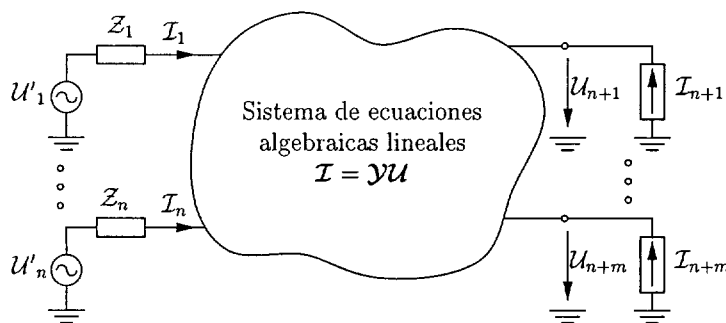


Figura 2.2: Estructura de un sistema eléctrico

se calculan las tensiones internas de los equivalentes Thévenin de los modelos clásicos de generador $U'_1 \dots U'_n$. A continuación se resuelven las ecuaciones algebraicas que determinan las tensiones e intensidades en todos los nudos del sistema. Estas ecuaciones, en general, no son lineales debido a los nudos $n+1, \dots, n+m$, y el sistema debe ser resuelto mediante un método iterativo. Los pasos siguientes son el cálculo de salidas de los distintos módulos, el cálculo de las tasas de incremento de las variables de estado, y la ejecución de un paso de integración.

Métodos Directos

Los métodos directos evalúan la estabilidad de un sistema eléctrico sin resolver explícitamente las ecuaciones diferenciales. Existen distintas aproximaciones al problema, pero los métodos más empleados son los basados en funciones de energía del tipo de Lyapunov [91, 92, 30]. Las ventajas de estos métodos son

- Menor esfuerzo de cálculo, ya que la integración de las ecuaciones dinámicas se limita al período de duración de la falta.
- Obtención de una estimación de la proximidad del sistema al límite de estabilidad sin necesidad de repetir la aplicación del método.

Estas dos razones permiten el empleo de los métodos directos como medio de asesoramiento durante la operación del sistema. Por otro lado, las principales desventajas de los métodos directos son la limitación del grado de detalle de los modelos y la dificultad de los algoritmos numéricos.

2.2 Modelos electromecánicos de aerogeneradores

Existen numerosos modelos de aerogeneradores destinados a estudios de régimen dinámico, con distinto grado de detalle. La evaluación de uno u otro modelo debe realizarse en función del tipo de estudio para el que está destinado. En el caso de los estudios de estabilidad transitoria, y al contrario que en el caso de los generadores síncronos, no existe aún consenso sobre los modelos más adecuados.

La mayoría de los trabajos publicados analizan el efecto del viento sobre la calidad de la energía o sobre la excitación de frecuencias naturales del sistema. Se trata por tanto de análisis de pequeña señal, que a menudo emplean modelos lineales. En el caso de los estudios de calidad de energía, el periodo de tiempo abarcado por las simulaciones es superior al tiempo de interés en estabilidad transitoria.

Esta sección recoge la tecnología actual empleada en los aerogeneradores y los modelos electromecánicos de cada uno de los fenómenos involucrados en la generación eólica: aplicación del par sobre las palas, acoplamiento mecánico y producción de la energía eléctrica.

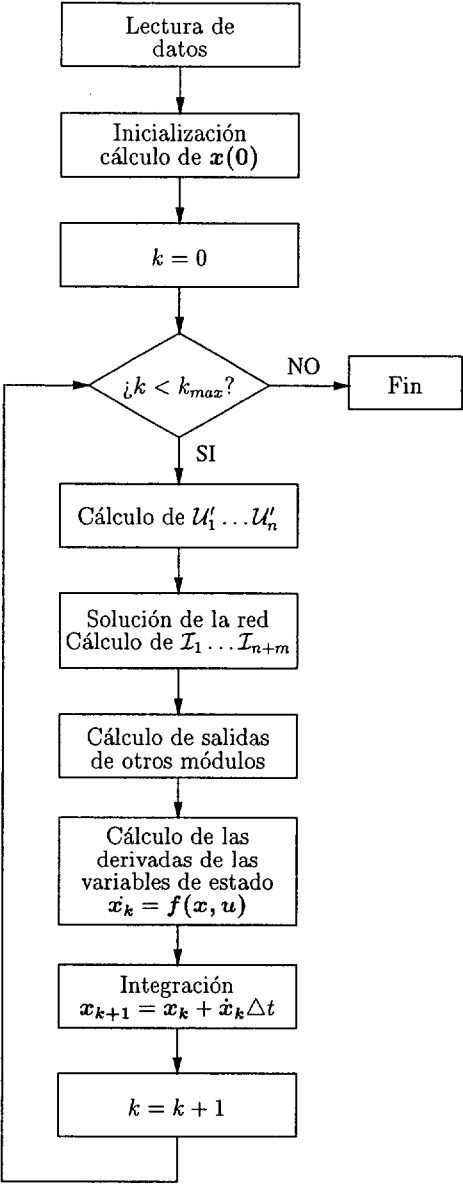


Figura 2.3: Diagrama de flujo simplificado de un programa de estabilidad transitoria

2.2.1 Tecnología de los aerogeneradores actuales

El sector eólico ha evolucionado rápidamente en los últimos años. Los aerogeneradores modernos son más eficientes, más baratos por unidad de potencia producida y más grandes. Hoy en día varias compañías comercializan turbinas de más de un Megavatio de capacidad [8, 4, 7, 1, 5, 9, 6, 2]. La figura 2.4 muestra los componentes básicos de un aerogenerador comercial. Por lo que respecta a la tecnología empleada, no existe una tendencia hacia la uniformidad en los modelos comerciales. No obstante, es posible clasificarlos según diversos criterios.

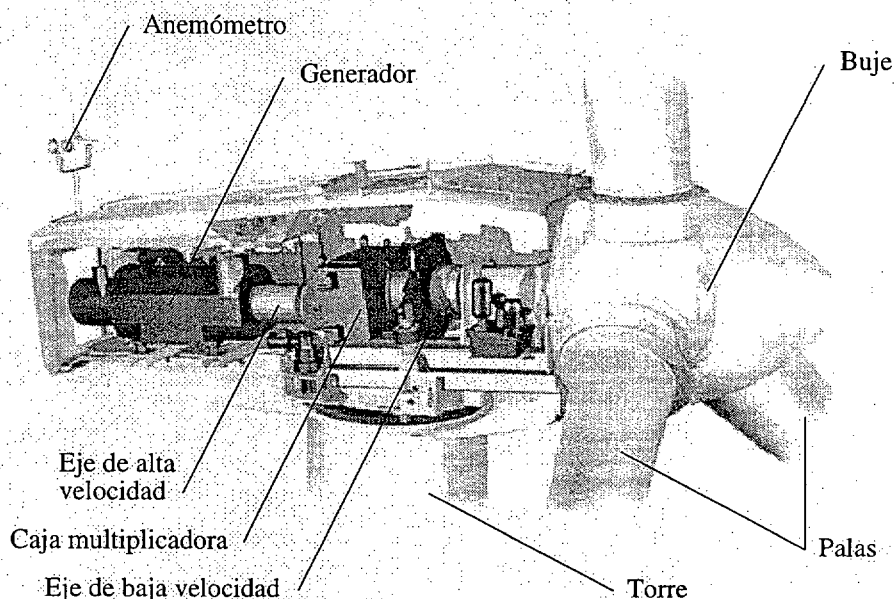


Figura 2.4: El aerogenerador V52-850 kW. Publicado con permiso de Vestas.

Desde el punto de vista del control, según Milborrow [67] la mayoría de los aerogeneradores instalados en el mundo son de velocidad fija. Entre estos, aproximadamente la mitad limitan la potencia por entrada en pérdida, y la mitad emplean un control activo de ángulo de pala. No obstante, la tendencia actual es que cada vez se construyen más aerogeneradores de velocidad variable. La tabla 2.2 resume las ventajas e inconvenientes de los distintos métodos de control de potencia.

Atendiendo al generador eléctrico, la mayoría de los sistemas de velocidad fija emplean generadores de inducción. Las principales ventajas frente al generador síncrono son según Shadu y Chatterjee [53] menor precio, ausencia de circuito de excitación, mejor comportamiento transitorio y mejor comportamiento ante sobrecarga. No obstante, también existen turbinas de velocidad fija con generador síncrono, como los prototipos MOD instalados en Estados Unidos [48, 104, 13]. Entre los sistemas de velocidad variable, los generadores más empleados en España son los asíncronos doblemente alimentados, pero también existen modelos comerciales con generador síncrono multipolar [23]. Por último, aunque menos frecuentes, también existen turbinas con generadores de inducción con convertidores electrónicos entre el estator y la red [79] y con generadores de reluctancia [78].

A continuación se enumeran las características más frecuentes de los aerogeneradores actuales [67, 37].

Potencia nominal. La potencia media es aproximadamente 600 kW, pero existen modelos comerciales que superan los 2 MW.

Tipo de control	Ventajas	Inconvenientes
Entrada en pérdida	Simplicidad Palas fijas	Peor aprovechamiento a vientos altos
Ángulo de pala	Mejor aprovechamiento a vientos altos	Más caro Averías en el mecanismo
Velocidad variable	Menos ruido Control del factor de potencia Menos esfuerzos mecánicos Reducción de fluctuaciones de tensión Mejor aprovechamiento a todas las velocidades de viento	Más complejo Ligera pérdida de potencia en el convertidor

Tabla 2.2: Comparación entre los métodos de control de potencia

Diámetro del rotor. Hasta 66 m. La tendencia es hacia modelos mayores.

Número de palas. La mayoría tiene 3, algunas 2, muy pocas 1.

Material de la pala. La mayoría son de plástico reforzado con fibra de vidrio, pero cada vez más son de resina-epoxy.

Situación del rotor. Normalmente viento arriba respecto a la torre, algunas viento abajo.

Velocidad de las palas. La mayoría de los aerogeneradores son de velocidad fija, pero cada vez hay más máquinas de velocidad variable El rango de velocidades es aproximadamente entre 15 y 50 revoluciones por minuto, un valor típico es 25 rpm en una turbina de 52 m de diámetro. Las palas giran más rápido cuanto más pequeña es la turbina. Algunas turbinas pueden girar a dos velocidades, sustituyendo el generador sin detener la operación.

Acoplamiento mecánico. Normalmente existe una caja multiplicadora que eleva la velocidad de giro en el generador. Algunos generadores contienen un elevado número de polos, lo que permite el acoplamiento directo con el buje.

Generador. Las máquinas de velocidad fija suelen utilizar generadores de inducción, con 4 ó 6 polos. Las máquinas de velocidad variable utilizan convertidores electrónicos y generadores de distintos tipos, principalmente asíncronos doblemente alimentados y síncronos multipolares. Existen algunas turbinas con otros tipos de generadores, como el generador de reluctancia [78] o el generador asíncrono de doble bobinado en el estator [22].

Orientación del rotor. Generalmente mediante sensores de dirección del viento y motores en la góndola. Algunas máquinas se orientan de forma pasiva.

Torre. Suelen ser cilíndricas y de acero, con una altura de entre 25 y 80 metros. Existen máquinas antiguas con torres de celosía, y algunas turbinas grandes con torres de cemento.

Entre los aerogeneradores instalados en España, los dos sistemas más extendidos son las turbinas de velocidad fija con generador de inducción y control por entrada en pérdida, y las turbinas de velocidad variable con generador doblemente alimentado.

2.2.2 Par aplicado por el viento

Existen distintos modelos aerodinámicos que representan las fuerzas aplicadas sobre las palas de los aerogeneradores [46, 96, 42]. El más empleado en estudios eléctricos es el modelo de disco

actuador [96, cap. 5] [42, sec. 4.1], según el cual la potencia mecánica obtenida del viento se obtiene mediante las ecuaciones

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.6)$$

$$\lambda = \frac{\omega_p R}{v} \quad (2.7)$$

donde P_v es la potencia mecánica absorbida por la turbina, ρ es la densidad del aire, A es la superficie barrida por las palas, v es la velocidad del viento, C_p es el coeficiente de potencia, β es el ángulo de ataque de las palas, ω_p es la velocidad angular de las palas y R es el radio de las palas.

Por tanto, la potencia mecánica depende de la velocidad del viento y de la velocidad de las palas. La relación entre C_p , λ y β depende del diseño de la turbina. La figura 2.5 corresponde a una turbina típica de eje horizontal. Puede observarse que, para un viento dado, la potencia máxima se obtiene en el punto $(\lambda_{opt}, C_{pmax})$. El valor máximo teórico del coeficiente de potencia, conocido como límite de Betz, es 0,593.

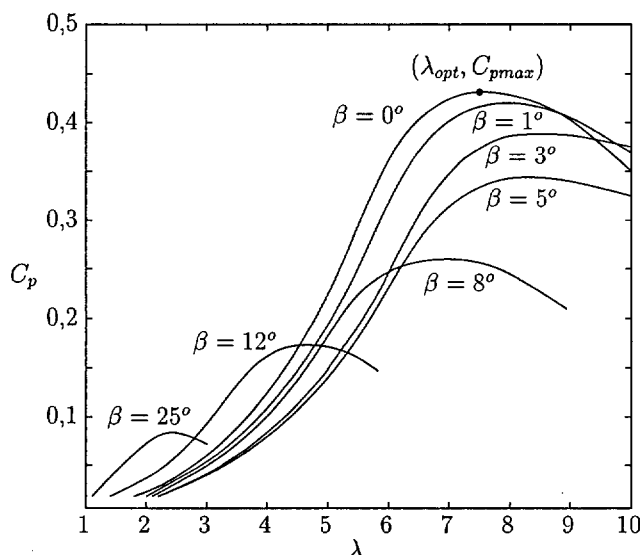


Figura 2.5: Relación entre C_p , λ y β

Como se ha indicado, la mayoría de los autores [104, 13, 21, 74, 101, 31, 44, 11, 81, 19] representan la potencia entrante al aerogenerador mediante la teoría del disco actuador. Algunos utilizan una tabla precalculada para obtener el coeficiente de potencia [21, 74, 44]. Otros emplean una función analítica aproximada. Wasynczuk et al. [104] y Anderson y Bose [13], por ejemplo, utilizan la función

$$C_p = \frac{1}{2} (\lambda - 0'022\beta^2 - 5'6) e^{-0'17\lambda} \quad (2.8)$$

Otros autores, como González et al. [43] y Criado et al. [29], usan un modelo de potencia mecánica estático, donde la potencia entrante es calculada en función únicamente del viento a través de la curva de potencia en régimen permanente.

El viento habitualmente es considerado constante en los estudios de estabilidad transitoria [65]. En aquellos casos en los que el viento es representado según una función estadística, las oscilaciones no influyen significativamente sobre la estabilidad [97]. Anderson y Bose [13], Counan et al. [27] y González et al. [43] estudian el efecto de entradas de viento ideales que representan ruido, rampas y ráfagas sobre las variables eléctricas. La distribución de viento en el interior de un parque eólico, y su efecto sobre la producción de energía eléctrica, ha sido estudiada por Crespo et al. [28].

Jose Luis Rodríguez [12] y Veganzones et al. [101] emplean, en estudios de calidad de energía, un modelo que superpone al par medio aplicado por el viento los siguientes efectos asociados a la dinámica de la turbina:

- Variación del viento con la altura. La velocidad del viento crece conforme nos alejamos del suelo. Este efecto está ligado a la rugosidad del terreno.
- Efecto de sombra de torre. Consiste en la reducción del par aplicado por el viento cuando la pala pasa enfrente (o detrás) de la torre de la turbina.
- Peso de las palas. Al suponer un acoplamiento elástico entre el buje y las palas, el peso de cada pala provoca una oscilación en el par transmitido.

Estos efectos provocan la aparición de componentes en el par con la frecuencia fundamental $n_p\omega_p$, donde n_p es el número de palas y ω_p la velocidad de giro de las palas.

2.2.3 Acoplamiento mecánico

Entre los componentes mecánicos de una turbina eólica, sólo son interesantes desde el punto de vista eléctrico aquellos que pueden transmitir oscilaciones a la red. Estos componentes son:

- Las palas.
- El eje de baja velocidad.
- La caja multiplicadora.
- El eje de alta velocidad.

El eje de baja velocidad contiene el buje, y el de alta velocidad el rotor del generador eléctrico. Existen diseños que se apartan de este esquema. Algunas turbinas con generadores multipolares eliminan la caja multiplicadora, lo cual permite una reducción de la elasticidad del acoplamiento entre el buje y el generador. Por otro lado, Idan y Lior [50] proponen un acoplamiento de relación de velocidad variable, que permite que las palas giren a velocidad variable mientras el generador gira a velocidad constante. Sin embargo, este sistema sólo ha sido ensayado mediante simulación numérica.

En estudios de pequeña señal algunos autores representan por separado las palas, el eje de baja velocidad y el eje de alta velocidad, como se indica en la parte A de la figura 2.6 Este método empleado por Wasynczuk et al. [104] en su estudio del aerogenerador MOD-2, de dos palas, mediante un modelo de 4 masas, y por Jose Luis Rodríguez [12] y Veganzones et al. [101, 69], en estudios de turbinas de tres palas mediante modelos de 5 masas. Este modelo permite representar por separado el par entrante a cada pala así como las oscilaciones entre pala y buje.

Anderson y Bose [13] y Papathanassiou y Papadopoulos [72] también separan las palas y el buje, pero representan las palas mediante una sola masa, como si estuvieran rígidamente unidas. Éste modelo corresponde al sistema B en la figura 2.6.

Hinrichsen y Nolan [48] consideran que la unión pala buje está fuertemente amortiguada, y utilizan un modelo de dos masas. Este modelo ha sido desde entonces empleado por numerosos autores [27, 23, 43, 11, 47]. El equivalente mecánico está representado en la parte C de la figura 2.6.

Malatestas et al. [65] y Hand y Balas [44] utilizan un modelo de una sola masa, uniendo las palas, el buje, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad. Es el modelo D de la figura 2.6.

En un estudio reciente, Akhmatov et al. [11] establecen la necesidad de representar el acoplamiento entre el buje y la turbina mediante un modelo de dos masas. Aportan los resultados obtenidos en la simulación de fallos trifásicos empleando un modelo de aerogenerador de una masa y otro de dos masas. La rigidez del acoplamiento en la turbina simulada es pequeña (0,29 p.u.), lo que provoca una gran discrepancia entre los dos modelos.

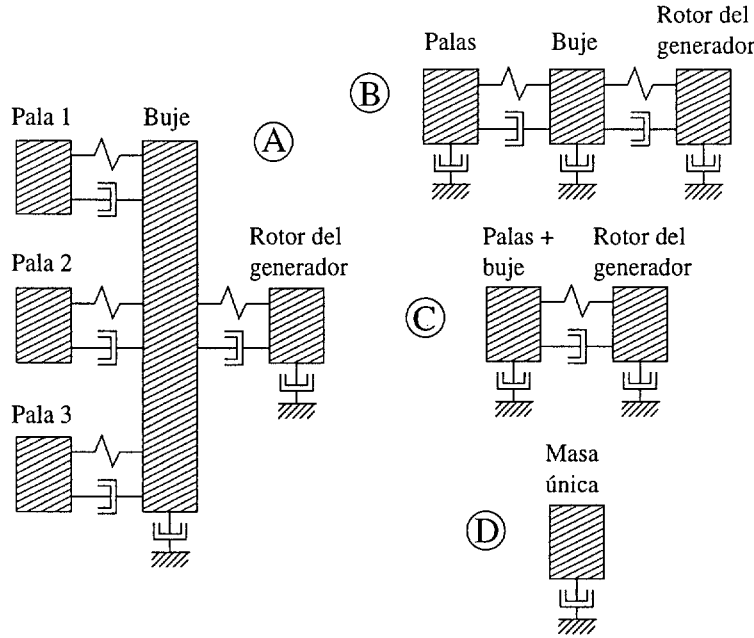


Figura 2.6: Modelos mecánicos de aerogeneradores

2.2.4 Generador de inducción

Tradicionalmente, el estudio de la respuesta ante fallos de la máquina de inducción ha sido más común en su empleo como motor [68] que como generador. Con el crecimiento de la generación eólica, se ha hecho más frecuente la conexión a la red de generadores de inducción, tanto de jaula de ardilla como de rotor devanado. Estos generadores pueden usarse tanto en turbinas de velocidad fija como de velocidad variable. Khan y Chatterjee [53] y Papathanasiou y Papadopoulos [72] revisan varias configuraciones basadas en el generador de inducción y sus usos.

Al aplicar la transformación de Park a las variables eléctricas de una máquina de inducción obtenemos un modelo matemático de quinto orden [57, sec. 4.5], contando la ecuación de oscilación. Habitualmente se escoge un sistema de referencia giratorio a la velocidad de sincronismo. En este caso las ecuaciones de la máquina [59, sec. 7.2.5], usando el convenio generador y en valores por unidad son:

$$\psi_{ds} = -X_s i_{ds} - X_m i_{dr} \quad (2.9)$$

$$\psi_{qs} = -X_s i_{qs} - X_m i_{qr} \quad (2.10)$$

$$\psi_{dr} = -X_r i_{dr} - X_m i_{ds} \quad (2.11)$$

$$\psi_{qr} = -X_r i_{qr} - X_m i_{qs} \quad (2.12)$$

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{ds} \quad (2.13)$$

$$u_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{qs} \quad (2.14)$$

$$u_{dr} = -R_r i_{dr} - s \omega_s \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{dr} \quad (2.15)$$

$$u_{qr} = -R_r i_{qr} + s \omega_s \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{qr} \quad (2.16)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (2.17)$$

$$\tau_{em} = \psi_{dr} i_{qr} - \psi_{qr} i_{dr} \quad (2.18)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_g = \frac{1}{2H} (\tau_{em} - \tau_{bg}) \quad (2.19)$$

El significado de las variables se muestra en la tabla 2.3.

En el caso del generador con rotor cortocircuitado la tensión en el rotor es nula, y por tanto $u_{dr} = u_{qr} = 0$.

Variable	Significado	Unidades
ψ_{ds}, ψ_{qs}	componentes del enlace de flujo en el estator	por unidad (p.u.)
ψ_{dr}, ψ_{qr}	componentes del enlace de flujo en el rotor	p.u.
i_{ds}, i_{qs}	componentes de la intensidad en el estator	p.u.
i_{dr}, i_{qr}	componentes de la intensidad en el rotor	p.u.
u_{ds}, u_{qs}	componentes de la tensión en el estator	p.u.
u_{dr}, u_{qr}	componentes de la tensión en el rotor	p.u.
X_s	reactancia en el estator	p.u.
X_r	reactancia en el rotor	p.u.
X_m	reactancia de magnetización	p.u.
R_s	resistencia en el estator	p.u.
R_r	resistencia en el rotor	p.u.
τ_{em}	par electromagnético	p.u.
τ_{bg}	par mecánico	p.u.
s	deslizamiento	p.u.
ω_g	frecuencia del rotor	p.u.
ω_s	frecuencia de sincronismo	p.u.
ω_{base}	frecuencia base	rad/s
H	constante de inercia	s

Tabla 2.3: variables del modelo de generador de inducción

Este modelo es utilizado cuando es necesario representar las oscilaciones del enlace de flujo en el estator [94, 65]. Sin embargo, en estudios de estabilidad transitoria es habitual despreciar los transitorios en el estator [43, 21], anulando los términos $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ en las ecuaciones diferenciales 2.13 y 2.14, y convirtiéndolas en ecuaciones algebraicas. Esta práctica equivale a despreciar la componente unidireccional en el enlace de flujo en el estator, conservando tan sólo la componente de frecuencia fundamental [59, sec. 5.1.1].

Esta simplificación se justifica por la rapidez de estos transitorios con respecto a los electromecánicos, y presenta varias ventajas:

- Obtención de un conjunto de ecuaciones coherente con el modelo habitual de red de transporte, en el que se desprecian los transitorios electromagnéticos.
- Reducción del número de ecuaciones diferenciales.
- Posibilidad de un paso de integración mayor, dado que las variables de estado retenidas evolucionan más lentamente que las eliminadas.
- Mayor facilidad para interpretar los resultados, al eliminar un fenómeno que puede ocultar otros más relevantes.

El modelo resultante es el siguiente sistema de tercer orden [59, sec. 7.2.6]:

$$\frac{du'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o}[u'_d - (X_s - X'_s)i_{qs}] + s\omega_s\omega_{base}u'_q \quad (2.20)$$

$$\frac{du'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o}[u'_q + (X_s - X'_s)i_{ds}] - s\omega_s\omega_{base}u'_d \quad (2.21)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_g}{dt} = \tau_{bg} - u'_d i_{ds} - u'_q i_{qs} \quad (2.22)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (2.23)$$

donde

$$T'_o = \frac{X_r}{\omega_s \omega_{base} R_r} \quad (2.24)$$

$$X'_s = X_s - \frac{X_m^2}{X_r} \quad (2.25)$$

$$u'_d = -\frac{\omega_s X_m}{X_r} \psi_{qr} \quad (2.26)$$

$$u'_q = \frac{\omega_s X_m}{X_r} \psi_{dr} \quad (2.27)$$

Las tensiones u'_d y u'_q son variables introducidas por conveniencia. La constante T'_o es la constante de tiempo de las variables eléctricas del rotor cuando el estator se encuentra en circuito abierto. La constante X'_s es reactancia transitoria del generador. El significado del resto de las variables y parámetros es el mismo de la tabla 2.3.

Este modelo es fácilmente adaptable al modelo de red en un programa de simulación numérica. Dado que los estudios de estabilidad transitoria asumen redes simétricas, los dispositivos dinámicos suelen representarse mediante equivalentes monofásicos. En el caso del modelo de tercer orden, la tensión $u'_d + ju'_q$ es la tensión del equivalente Thévenin representado en la figura 2.7. Este equivalente es fácilmente adaptable al modelo de red representado en la figura 2.2.

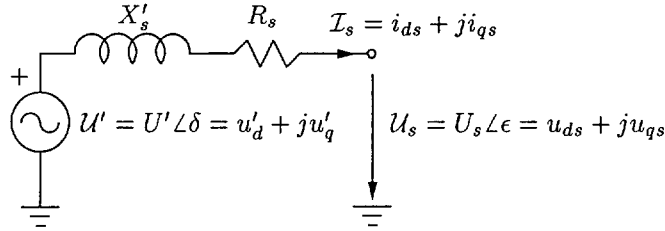


Figura 2.7: Equivalente Thévenin del generador de inducción

Saad-Saoud y Jenkins, considerando también la dificultad de representar un sistema eléctrico con multitud de aerogeneradores si cada uno de ellos requiere 5 variables de estado, proponen un modelo de generador de inducción de tercer orden [89, 90] cuyas variables de estado son el módulo y el desfase de una tensión interna. Las ecuaciones de este modelo, adaptando la nomenclatura a la empleada en este documento, son:

$$T'_o \frac{dU'}{dt} = -\frac{X_s}{X'_s} U' + \frac{X_s - X'_s}{X'_s} (u_{qs} \cos \phi_r - u_{ds} \sin \phi_r) \quad (2.28)$$

$$\frac{d\phi_r}{dt} = (\omega_g - \omega_s) \omega_{base} - \frac{X_s - X'_s}{X'_s T'_o U'} (u_{qs} \sin \phi_r + u_{ds} \cos \phi_r) \quad (2.29)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_g}{dt} = \tau_{bg} + \frac{U'}{X'_s} (u_{ds} \cos \phi_r + u_{qs} \sin \phi_r) \quad (2.30)$$

El significado de las variables se muestra en la tabla 2.3 y en la figura 2.7.

Este modelo, comparado con el modelo completo de quinto orden, presenta un comportamiento similar en el rango de frecuencias significativas en estudios de oscilaciones electromecánicas y estabilidad transitoria.

2.2.5 Generador asíncrono doblemente alimentado

La máquina asíncrona doblemente alimentada ha sido empleada en aplicaciones de alta potencia y rango limitado de velocidades. Los aerogeneradores de velocidad variable pertenecen a este tipo de aplicaciones. La variación de velocidad permite por un lado reducir la fatiga de componentes

mecánicos y las fluctuaciones de tensión, y por otro aprovechar mejor la energía del viento a velocidades bajas, manteniendo la velocidad de giro próxima al punto de máxima absorción de energía. Comparado con el esquema de conexión con un convertidor en el estator de la máquina, la potencia del convertidor se reduce considerablemente al manejar tan sólo la corriente intercambiada por el rotor.

El esquema básico consiste en conectar el estator de un generador a la red de frecuencia constante, e inyectar en el rotor corrientes trifásicas de amplitud, fase y frecuencia variable [61, sec. 13.1]. La técnica más empleada, basada en el esquema de Scherbius, consiste en la inyección de corriente en el rotor mediante un convertidor electrónico conectado entre el rotor y la red [46]. Habitualmente el convertidor contiene una etapa intermedia de corriente continua, como se indica en la figura 2.8, aunque también es posible emplear un ciclo-convertidor [106] sin etapa de continua.

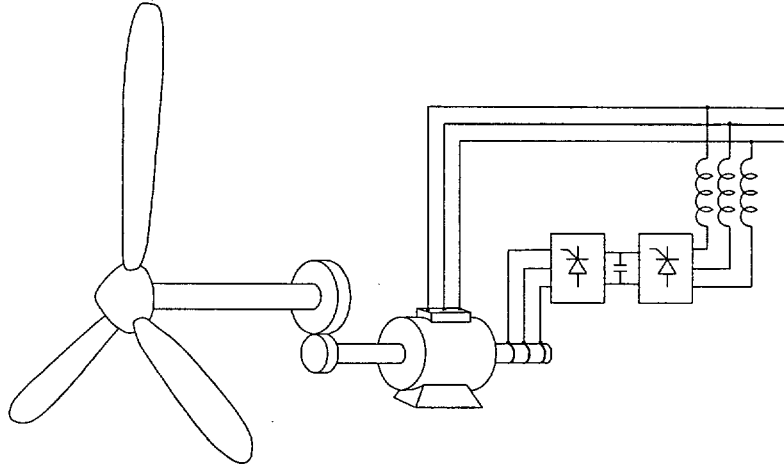


Figura 2.8: Turbina con generador de inducción doblemente alimentado

El modelo de máquina de inducción de quinto orden representado por las ecuaciones 2.9 a 2.19 es aplicable a la máquina doblemente alimentada [52]. Al contrario que en el generador de rotor cortocircuitado, en este caso las tensiones en el rotor u_{dr} y u_{qr} no son nulas.

El rechazo de los transitorios eléctricos en el estator, habitual en estudios de estabilidad, también es aplicable y conduce al siguiente sistema de tercer orden [39]:

$$\frac{du'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o} [u'_d - (X_s - X'_s)i_{qs}] - \omega_s \omega_{base} \frac{X_m}{X_r} u_{qr} + s \omega_s \omega_{base} u'_q \quad (2.31)$$

$$\frac{du'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o} [u'_q + (X_s - X'_s)i_{ds}] + \omega_s \omega_{base} \frac{X_m}{X_r} u_{dr} - s \omega_s \omega_{base} u'_d \quad (2.32)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_g}{dt} = \tau_{em} - u'_d i_{ds} - u'_q i_{qs} \quad (2.33)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (2.34)$$

donde T'_o y X'_s se definen mediante las ecuaciones 2.24 y 2.25. La diferencia respecto a las ecuaciones 2.20 a 2.23 es la aparición de los términos que contienen a u_{dr} y u_{qr} .

Es posible controlar este generador a través de la variación del módulo y la frecuencia de la tensión del rotor [84]. En el caso de que la corriente en el rotor fuese continua, la máquina funcionaría como un generador síncrono. Si la corriente inyectada fuese de frecuencia constante, el caso sería similar, pero el rotor modificaría su velocidad hasta que los campos magnéticos creados por el rotor y el estator girasen en sincronismo. Al poder modificar tanto la magnitud de la corriente en el rotor como su frecuencia, es posible controlar la excitación de la máquina y su velocidad.

Sin embargo, el método más empleado en aerogeneradores consiste en aprovechar la facilidad de acceso a las corrientes del rotor y del estator para diseñar esquemas de control vectorial basados en la orientación del campo magnético, desacoplando el control de par y el de excitación de la máquina. Para ejecutar este control es necesario conocer la posición del rotor, bien por un sensor (encoder) [106, 74], o bien mediante su estimación [49]. Sobre el convertidor del lado de red también pueden controlarse de manera independiente el intercambio de potencia activa y reactiva. La figura 2.9 representa un esquema general de control del generador asíncrono doblemente alimentado.

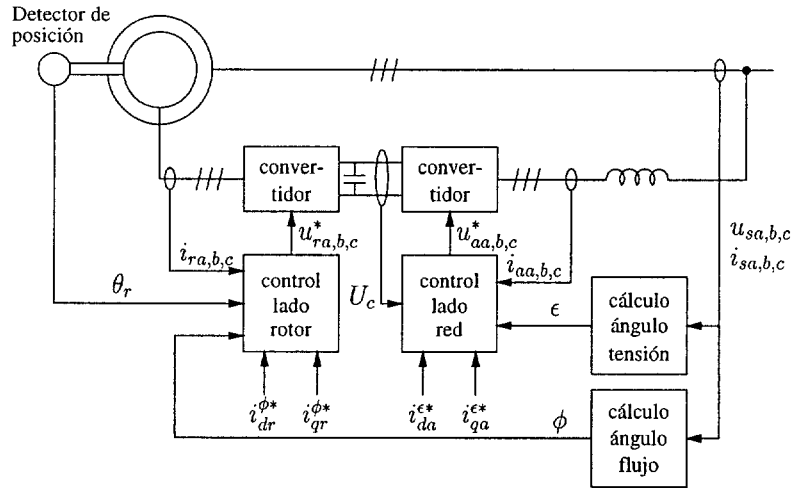


Figura 2.9: Control del generador asíncrono doblemente alimentado

El valor de las consignas de corriente en los convertidores i_{dr}^* , i_{qr}^* , i_{da}^* e i_{qa}^* es determinado por los correspondientes sistemas de control. La sección 2.3.2 describe las técnicas de control más usuales en aerogeneradores de velocidad variable.

Las componentes de la corriente por el inversor conectado al rotor i_{dr}^* e i_{qr}^* son reguladas en un sistema de referencia ligado al enlace de flujo por el estator. De esta manera el control del par electromagnético y el de la excitación del rotor son independientes. La figura 2.10 representa el control de corriente en el rotor ensayado por Peña et al. [74].

El control de la componente de la corriente en cuadratura con el enlace de flujo por el estator i_{qr}^* permite regular directamente el par electromagnético. La velocidad del rotor puede ser controlada a través de un lazo de control externo al del par. La posibilidad de los dos modos de control (par y velocidad) está representada en la figura mediante un selector. La componente de la corriente en fase con el enlace de flujo por el estator i_{dr}^* permite regular la excitación de la máquina y la potencia reactiva intercambiada por el estator.

La corriente del inversor conectado a la red se regula en un sistema de referencia ligado a la tensión en el estator, de manera que se controlan de manera independiente la potencia activa (empleada en mantener la tensión en la etapa de continua) y la potencia reactiva. Si la etapa intermedia contiene una bobina en vez de un condensador, la corriente circulante por dicha bobina sustituye a la variable de control U_c . La figura 2.11 representa un esquema de control de la intensidad del convertidor del lado de red [74].

Por último, el funcionamiento del generador asíncrono doblemente alimentado en condiciones de desequilibrio de la tensión ha sido estudiado por Domínguez y Malcolm [88].

2.3 Control de aerogeneradores

Los principales objetivos de los sistemas de control de aerogeneradores son:

1. Reducción de cargas mecánicas en la turbina y en el sistema de transmisión.

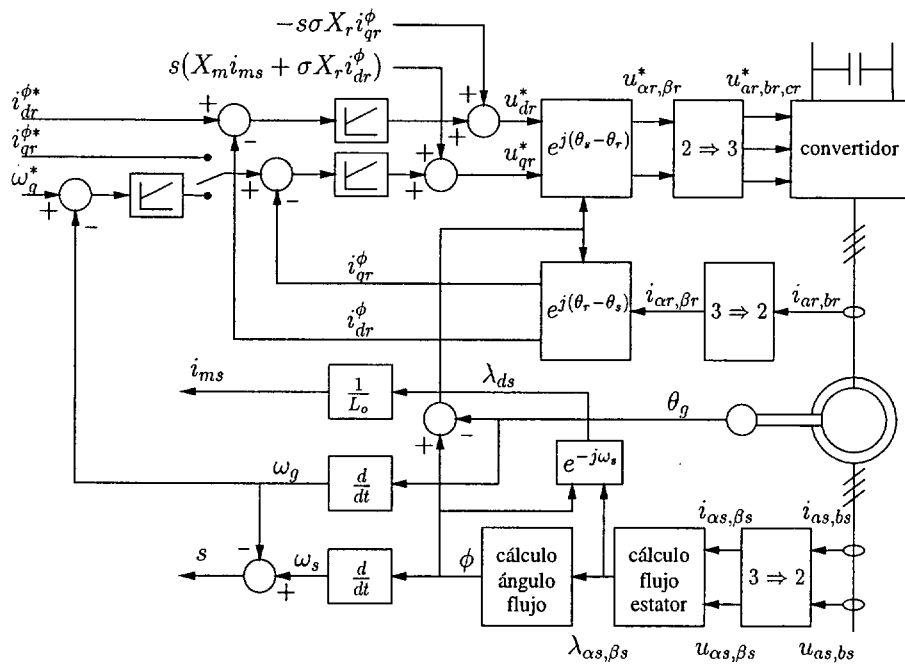


Figura 2.10: Control de corriente en el rotor [74].

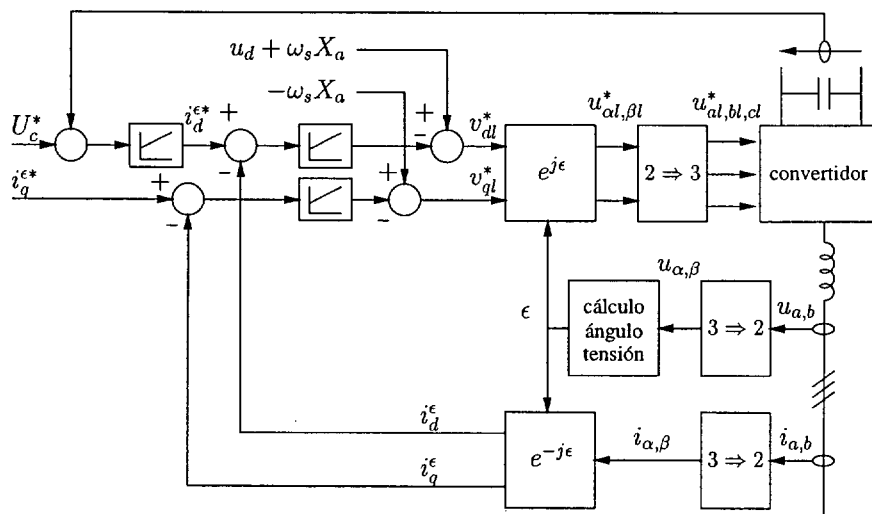


Figura 2.11: Control de corriente en el inversor del lado de red [74]

2. Aprovechamiento máximo de la energía cinética del viento.
3. Reducción de oscilaciones de potencia eléctrica y tensión en el punto de conexión común.

En la actualidad, la contribución a la estabilidad transitoria del sistema eléctrico no es un objetivo de los sistemas de control actuales. En caso de situación anormal, los aerogeneradores simplemente son desconectados.

Según el sistema de control, los sistemas de conversión de energía eólica pueden clasificarse en dos grandes grupos: sistemas de velocidad fija y sistemas de velocidad variable.

2.3.1 Sistemas de velocidad fija

Los sistemas de velocidad fija se caracterizan por girar en régimen permanente a una velocidad prácticamente constante e independiente de la velocidad del viento. Los sistemas con generador síncrono giran a la velocidad

$$\omega_g = \omega_s \quad (2.35)$$

donde ω_s es la frecuencia de sincronismo. Los sistemas con generador de inducción giran a la velocidad

$$\omega_g = \omega_s(1 - s) \quad (2.36)$$

donde s es el deslizamiento. En el caso de los generadores de inducción la velocidad no es estrictamente independiente del par aplicado por el viento, pero la variación de la velocidad del rotor con el viento es muy pequeña. El deslizamiento nominal de un generador de inducción en una turbina de velocidad típica es del orden de 0,6% [63] – 1% [64, 102],

Existen dos métodos principales de control de los sistemas de velocidad fija [21]:

Control por entrada en pérdida: El par mecánico disminuye a partir de una determinada velocidad del viento, llamada velocidad de referencia, mediante un diseño apropiado del perfil de la pala. La figura 2.12 representa la curva de potencia de un aerogenerador comercial [64] controlado por entrada en pérdida.

Control por variación del paso de pala: El par mecánico entrante se controla mediante la variación del ángulo de ataque de las palas.

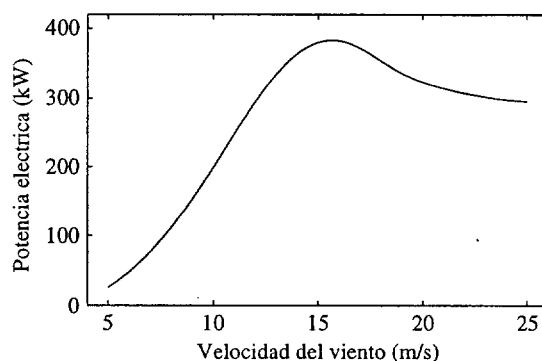


Figura 2.12: Curva de potencia de un aerogenerador controlado por entrada en pérdida aerodinámica.

El tipo de aerogenerador más empleado en España es el compuesto por un generador de inducción controlado por entrada en pérdida. Este sistema presenta la ventaja de su sencillez. El comportamiento transitorio de este sistema ha sido estudiado por diversos autores representando

únicamente el generador de inducción [65, 97, 89, 90]. González et al. [43] representan tanto el generador como el par mecánico calculado a partir del viento y de la velocidad de giro.

El control de paso de pala puede emplearse para limitar el par mecánico y para reducir las fluctuaciones de potencia eléctrica [104, 48, 13, 27]. Este control es deliberadamente lento con el fin de reducir esfuerzos y evitar fatigas en el mecanismo. La dinámica del sistema que controla el ángulo de la pala ha sido modelada por diversos autores. Rahim y Al-Sabbagh [78] usan un sistema de segundo orden. Veganzones et al. [101] emplea un sistema de cuarto orden. L. Fernández et al. [81] modelan un control con variación de la ganancia en función del ángulo, con el fin de compensar el comportamiento no lineal del par aerodinámico.

El empleo de convertidores electrónicos en el control de sistemas de velocidad fija no es habitual. Rösner et al. [87] proponen un método de control de potencia en un aerogenerador de 10 kW aprovechando un puente de tiristores diseñado originalmente para el arranque suave del generador.

2.3.2 Sistemas de velocidad variable

La potencia mecánica entrante a la turbina depende de la velocidad del viento y del coeficiente de potencia C_p , de acuerdo con la ecuación 2.6. Suponiendo el ángulo de pala mínimo y según la figura 2.5, la máxima extracción de potencia se obtiene en el punto de funcionamiento $(\lambda_{opt}, C_{pmax})$. Este punto corresponde a la velocidad de giro de las palas ω_p que cumple

$$\omega_p = \frac{\lambda_{opt}v}{R} \quad (2.37)$$

donde v es la velocidad del viento y R el radio de las palas.

Los sistemas de velocidad variable permiten extraer más energía del viento por unidad de área, al acercar la velocidad de las palas ω_p al punto de C_p máximo.

La figura 2.13 representa la relación entre el par mecánico, la velocidad del viento y la frecuencia en una turbina eólica. La velocidad del viento es creciente en el sentido $u_1 \rightarrow u_6$. El límite de potencia, determinado por la potencia nominal del generador, queda definido por una hipérbola, dado que

$$P_v = \tau_v \omega_p \quad (2.38)$$

donde P_v es la potencia extraída del viento y τ_v el par mecánico aplicado sobre las palas. Los puntos de máxima potencia describen una función cuadrática, como puede deducirse sustituyendo en las ecuaciones 2.6, 2.7, 2.37 y 2.38.

A velocidades de viento suficientemente bajas, los puntos de funcionamiento quedan definidos por la línea de máxima potencia extraíble [42, sec. 8.5]. En el caso de que el límite máximo de velocidad de las palas sea ω_{p1} , la turbina sigue el camino abc , donde a es el punto de conexión. A partir del punto b comienza a actuar el control de ángulo de pala, limitando la velocidad de giro [44]. En el caso de que la frecuencia pueda crecer hasta ω_{p2} , la turbina sigue el camino abd y el control de ángulo de pala comienza a actuar a partir del punto d .

El control de la velocidad de la turbina puede seguir dos esquemas principales [74] [42, sec. 8.4]:

1. Control de par. A partir de la velocidad de giro, se obtiene el par correspondiente en la curva característica par-velocidad. Este par se toma directamente como par de referencia en el sistema de control.
2. Control de velocidad. A partir de la velocidad del viento medida en un anemómetro, se obtiene la velocidad de referencia. La velocidad es controlada mediante un regulador PI en un bucle externo al control de par, como muestra la figura 2.14.

La rapidez del control no es un requerimiento del sistema, ya que la elevada inercia de las turbinas impide el seguimiento de las fluctuaciones del viento. Por el contrario, el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia es importante. La frecuencia natural del acoplamiento

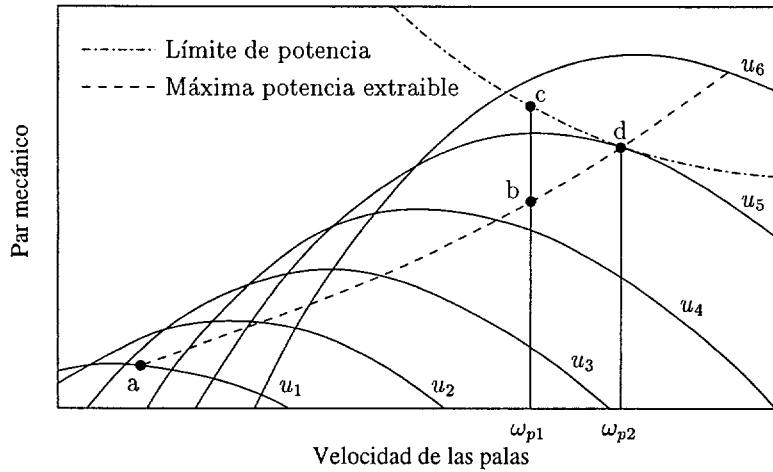


Figura 2.13: Característica par/velocidad de una turbina de velocidad variable

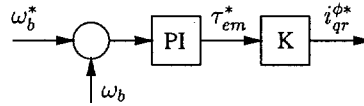


Figura 2.14: Control de la velocidad del rotor.

mecánico puede ser excitada por fluctuaciones del viento o por las oscilaciones de par a frecuencias múltiplos de $n_p \omega_p$, donde ω_p es la velocidad de las palas y n_p el número de palas. El control vectorial de par permite mayor ancho de banda con respecto al control escalar, lo que favorece un mayor amortiguamiento de las oscilaciones [72].

La tensión en la etapa de continua es controlada a través de la componente de la corriente en el convertidor del lado de la red i_{da}^* . La consigna de i_{da}^* es establecida mediante un regulador PI [74], como indica la figura 2.15.

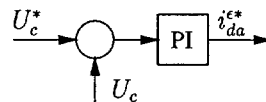


Figura 2.15: Control de la tensión en la etapa de continua.

Por último, los convertidores electrónicos de los aerogeneradores de velocidad variable permiten controlar la potencia reactiva generada o absorbida por cada aerogenerador. A través de la potencia reactiva es posible regular el factor de potencia de los aerogeneradores [93, 99, 95] o la tensión en los bornes de conexión.

2.4 Estudios de estabilidad de sistemas con generación eólica

Las publicaciones científicas sobre estabilidad transitoria de sistemas con turbinas eólicas son poco frecuentes. Uno de los trabajos más antiguos es el de Counan et al. [27], quienes estudian el comportamiento de un sistema aislado de 22 nudos, con un parque de 25 MW modelado como una sola turbina. El tipo de aerogenerador estudiado emplea un generador síncrono. El estudio abarca la regulación de frecuencia y de potencia de la turbina.

Akhmatov et al. [11] estudian la evolución de la tensión y la velocidad de giro en un parque eólico tras un cortocircuito trifásico despejado en 100 ms. En su trabajo, hacen especial hincapié

en las oscilaciones de tensión tras el despeje del fallo, que pueden provocar el colapso del sistema, y en la necesidad de emplear un modelo de turbina de dos masas para representar correctamente la evolución del sistema.

Pedersen et al. [75] muestran los resultados de la desconexión experimental de la red general de un parque eólico y una carga. El parque y la carga quedan funcionando de manera aislada durante aproximadamente un segundo hasta la desconexión forzada del parque. El estudio revela la aparición de un salto de fase en la tensión inmediatamente después de la desconexión, seguida de variaciones tanto en el módulo de la tensión como en la frecuencia eléctrica.

Malatestas et al. [65] estudian la estabilidad transitoria de un sistema aislado radial con tres generadores síncronos diesel, tres turbinas eólicas con generador de inducción y una carga de impedancia constante. Presentan simulaciones de la conexión de los aerogeneradores y de un cortocircuito trifásico en el nudo central. En un trabajo más amplio, Kariniotakis y Stavrakakis [97] estudian un sistema aislado radial parecido, con 4 generadores síncronos diesel y un parque eólico compuesto por 12 turbinas. En el trabajo citado presentan las siguientes simulaciones: desconexión del parque eólico, desconexión de parte del parque, viento turbulento y cortocircuito trifásico en el nudo de conexión del parque. El funcionamiento bajo viento turbulento, estudiado en el caso de una penetración eólica del 14%, provoca variaciones de tensión dentro del margen del 1% del valor nominal, y variaciones de frecuencia del 0,4%. Estas variaciones, que afectan a la calidad de la energía, en ningún caso llegan a comprometer la estabilidad del sistema.

González et al. [43] programan un modelo de aerogenerador en el programa de análisis de sistemas eléctricos PSS/E. La turbina queda representada por un modelo de dos masas, y la potencia mecánica se calcula a partir del viento y la curva de potencia en régimen permanente. El modelo de aerogenerador incluye las correspondientes protecciones de tensión y velocidad. Los autores presentan los resultados de la simulación de un cortocircuito trifásico próximo a un parque representado por tres turbinas equivalentes de velocidad fija, con generador de inducción y control de potencia por entrada en pérdida. Los autores interpretan la variación de tensión y el flujo de potencia activa y reactiva tras el fallo comparando el funcionamiento dinámico con la curva característica par-deslizamiento en régimen permanente.

Criado et al. [29] estudian la viabilidad de un parque eólico de 6 turbinas en El Perdón (Navarra), que posteriormente fue instalado. El entorno del parque se simula mediante una red de seis nudos, dos de los cuales representan la red de transporte. El objetivo del estudio es conocer la evolución de la tensión en el nudo de conexión común y en el nudo de conexión del parque eólico frente a las siguientes perturbaciones:

1. Desconexión de aerogeneradores por exceso de viento,
2. Desconexión de aerogeneradores en funcionamiento normal con distintos niveles de compensación de reactiva en el parque
3. Funcionamiento en isla del parque.

También en España, J. M. Rodríguez et al. [85] estudian el efecto de un cortocircuito trifásico sobre un conjunto de parques eólicos conectados al sistema eléctrico nacional. Las conclusiones de este estudio desaconsejan la concentración de parques con generadores de inducción en áreas reducidas, y proponen la sustitución de las protecciones actuales de mínima tensión, establecidas por la legislación española [33], por una protección con retardo.

Rajsekhar et al. [80] clasifican las incidencias más frecuentes, y evalúan su repercusión económica, en una red de media tensión con cuatro parques eólicos situada en la región india de Gujarat. El estudio se extiende durante cuatro años. Las conclusiones están fuertemente ligadas a las características del sistema estudiado, una red débil y con capacidad de evacuación insuficiente para la potencia eólica instalada.

Peças Lopes et al. [62] han desarrollado un sistema de asesoramiento de seguridad dinámica en un sistema aislado. El método empleado consta de varias etapas:

1. Selección de las perturbaciones más significativas (tres en el trabajo presentado), y de los límites de seguridad.

2. Simulación de las perturbaciones partiendo de distintos puntos de funcionamiento.
3. Clasificación de los puntos de funcionamiento en seguros e inseguros, en función de los resultados de las simulaciones efectuadas.
4. Construcción de sistemas de asesoramiento basados en sistemas expertos, árboles de regresión y redes neuronales.

Este sistema ha sido aplicado en la isla de Creta [45].

Fan y Salman [38] investigan el efecto de las variaciones de tensión producidas por los parques eólicos sobre el control del cambio de tomas de los transformadores.

Por último, Rahim y Al-Sabbagh [78] simulan el comportamiento ante un cortocircuito trifásico de una turbina eólica con control de paso de pala y generador de reluctancia, conectada a un bus infinito a través de una impedancia. En particular, estudian el efecto del control de paso de pala sobre la respuesta a un cortocircuito.

Capítulo 3

Modelo de turbina de velocidad fija

Este capítulo aborda la representación en estudios de estabilidad transitoria de turbinas eólicas de velocidad fija con generador de inducción. Este tipo de turbinas es el más frecuente en España y en muchos otros países, a pesar del crecimiento reciente del número de aerogeneradores de velocidad variable.

Los sistemas de velocidad fija han sido empleados desde que comenzó el despegue de la generación eólica. Desde entonces han sido objeto de numerosos estudios, por lo que en la actualidad existen varios modelos electromecánicos que representan al aerogenerador con distinto grado de detalle. Estos modelos han sido descritos en la sección 2.2. La elección de un modelo u otro depende de los fenómenos físicos que se deseen estudiar y de la escala de tiempos asociada a dichos fenómenos.

En el caso de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos con generación eólica, es necesario identificar los fenómenos involucrados en la transformación de la energía eólica que desempeñan un papel relevante sobre la evolución del sistema después de una gran perturbación. Entre los fenómenos que no afectan significativamente a la dinámica del sistema, aquellos con una evolución más rápida que la escala de tiempos de interés pueden considerarse instantáneos (infinitamente rápidos), y aquellos con un evolución más lenta pueden considerarse constantes (infinitamente lentos).

Ese capítulo determina, entre los modelos electromecánicos presentes en la literatura, cuáles son los más apropiados para estudios de estabilidad transitoria. La comprobación de los modelos por comparación con medidas reales es difícil, dada la escasez de registros detallados de variables eléctricas y mecánicas en sistemas eléctricos con generación eólica sometidos a faltas. Por esta razón, la verificación de los modelos ha sido efectuada mediante simulaciones, comparando las trayectorias obtenidas con las de modelos más detallados y comúnmente aceptados.

La primera sección de este capítulo estudia la representación del generador síncrono, centrándose en los fenómenos electromagnéticos. La segunda sección analiza la influencia sobre las variables eléctricas del sistema mecánico de transmisión y el par aplicado por el viento. La última sección aborda la integración de los modelos propuestos en un programa de simulación de sistemas eléctricos para estudios de estabilidad transitoria.

3.1 Generador de inducción

En la bibliografía consultada existen tres modelos principales de generador de inducción empleados en estudios eléctricos: el modelo transitorio de quinto orden, el modelo de tercer orden que desprecia los transitorios en el estator, y el modelo estático cuya única variable de estado es la velocidad de giro.



El modelo estático es insuficiente para estudios de estabilidad transitoria, dado que no representa el fenómeno de desmagnetización de la máquina durante caídas de tensión. La desmagnetización de los generadores de inducción puede repercutir de manera muy significativa sobre el sistema eléctrico, al dificultar la recuperación de la tensión después del fallo. Entre los otros dos modelos, el de tercer orden es el más utilizado en estudios de estabilidad transitoria. Sin embargo, no se ha encontrado en la bibliografía una comparación detallada entre el modelo de tercer orden y el de quinto orden, y la elección del modelo de tercer orden parece efectuarse por analogía con el generador síncrono. Esta sección justifica el empleo del modelo de tercer orden, por comparación con el modelo completo en el estudio de un cortocircuito trifásico.

3.1.1 Efecto de despreciar los transitorios en el estator

Tal como se indicó en la sección 2.2.4, en los estudios de estabilidad transitoria es habitual considerar que la variación del enlace de flujo magnético en el estator de las máquinas rotativas es instantánea.

El sistema de la figura 3.1 ha sido empleado para estudiar el efecto del rechazo de los transitorios en el estator y comprobar si esta simplificación es adecuada en el caso del generador de inducción,

Los parámetros de las líneas corresponden a una potencia de cortocircuito en el nudo de conexión del generador igual a 20 veces la potencia nominal del mismo. Esta es la potencia de cortocircuito mínima exigida por la normativa española en instalaciones eólicas [33]. Los parámetros de la máquina de inducción se muestran en la tabla B.1. Tanto los parámetros del generador como los de las líneas están expresados en valores por unidad respecto a una misma base.

En el instante $t=0$ un cortocircuito trifásico es provocado en el nudo de conexión del generador. El fallo es despejado a los 100 ms mediante la desconexión de la línea afectada.

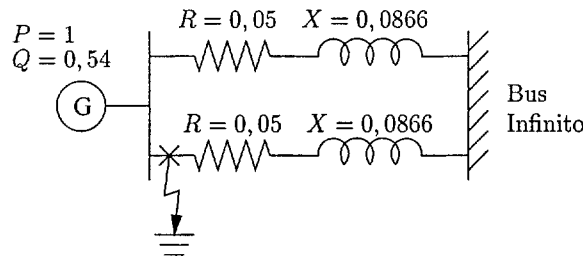


Figura 3.1: Sistema para el estudio de los transitorios en el estator

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 3.2 a 3.4. El significado de las variables es el mismo empleado en la sección 2.2.4, al describir los modelos matemáticos de generador.

La figura 3.2 muestra el efecto sobre las componentes directa y en cuadratura de la corriente en el estator. Cuando las derivadas de ψ_{ds} y ψ_{qs} son despreciadas, i_{ds} e i_{qs} sólo contienen una componente homopolar, que corresponde a la componente a la frecuencia fundamental (50 Hz) de la corriente en el estator. Cuando se conservan $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$, las intensidades i_{ds} e i_{qs} contienen una componente a 50 Hz que corresponde a la componente unidireccional de la corriente en el estator.

Las componentes a 50 Hz de i_{ds} e i_{qs} inducen componentes de la misma frecuencia en el rotor y provocan una variación en el par electromagnético, representado en la figura 3.3. Al igual que en el generador síncrono, esta variación se debe a dos efectos:

1. Una componente unidireccional del par debida a las pérdidas provocadas en la resistencia rotórica por las corrientes inducidas en el rotor a la frecuencia fundamental.
2. Una variación oscilatoria del par a la frecuencia fundamental, inicialmente positiva, debida a la interacción con el campo magnético.

Ambos efectos repercuten beneficiosamente sobre la estabilidad al reducir la velocidad del rotor, representada en la figura 3.4:

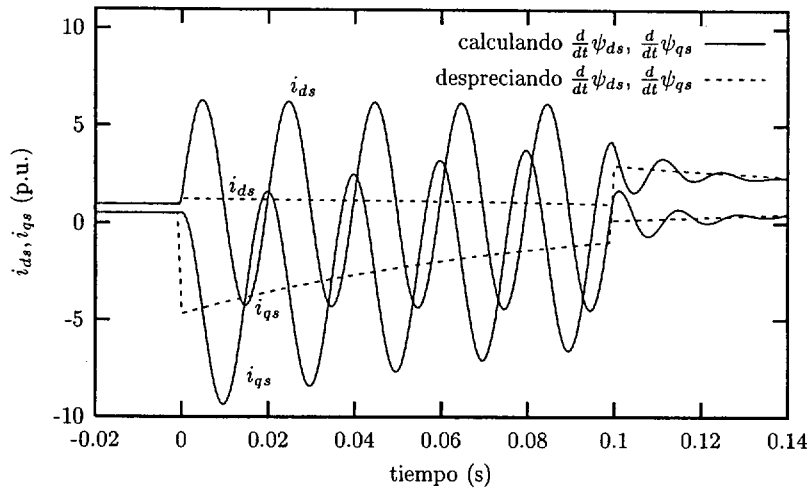


Figura 3.2: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la corriente en el estator del generador con rotor circuitado.

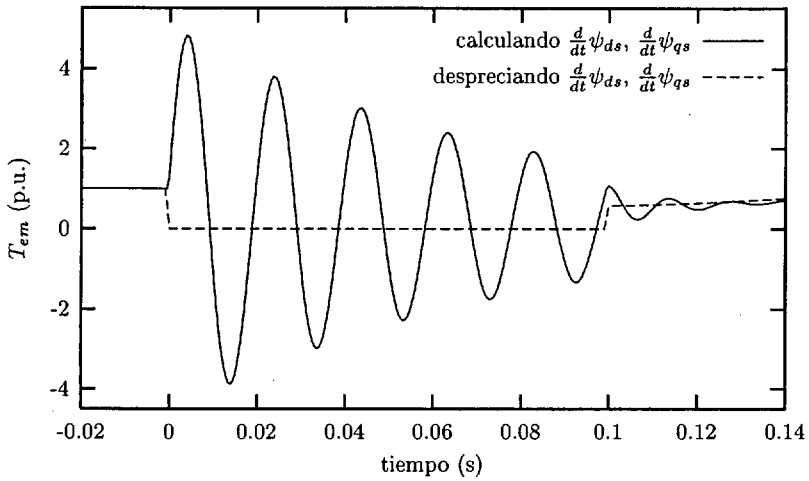


Figura 3.3: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el par electromagnético del generador con rotor circuitado.

1. La componente unidireccional del par provoca una disminución de la aceleración del rotor, y por tanto una pendiente menor en la velocidad del rotor durante el fallo.
2. La componente del par a la frecuencia fundamental frena al rotor durante el primer medio ciclo y lo acelera durante el segundo. El efecto neto es una disminución media de la velocidad, y por tanto un desplazamiento hacia abajo de la curva de la velocidad durante el fallo.

Por tanto, el rechazo de los transitorios en el estator, además de afectar en pequeña medida a los resultados, proporciona una interpretación más conservadora de los mismos. Esta conclusión es similar a la obtenida en el caso de los generadores síncronos [59, sec. 5.1.1].

El efecto de la variación de ψ_{ds} y ψ_{qs} sobre la tensión también ha sido evaluado. En el caso de los generadores síncronos este efecto no suele ser considerado, dado que el problema de la estabilidad es fundamentalmente un problema del par electromagnético y el ángulo del rotor. La excitación del campo magnético en el rotor es independiente y se mantiene relativamente constante, por lo que la tensión se recupera rápidamente una vez despejada la falta.

En el caso del generador de inducción con rotor cortocircuitado, el enlace de flujo magnético por el rotor es inducido desde el estator, y decae rápidamente durante la falta. Una vez despejada ésta, es necesario volver a magnetizar la máquina, lo que provoca un descenso de la tensión en sus bornes. Como consecuencia, el nivel de tensión y el flujo de potencia reactiva se convierten en factores críticos en el análisis de la estabilidad de los generadores de inducción con rotor cortocircuitado.

La figura 3.5 representa la evolución del enlace de flujo por el rotor en el caso estudiado. La recuperación del campo magnético es más rápida al retener las derivadas de ψ_{ds} y ψ_{qs} . Esta discrepancia es independiente del momento del ciclo en el que se despeje el fallo, y se debe a la diferencia de velocidad representada en la figura 3.4. La velocidad de giro influye en la recuperación del flujo magnético por los devanados del rotor a través de los sumandos $s\omega_s\psi_{ds}$ y $s\omega_s\psi_{dr}$ en las ecuaciones 2.15 y 2.16. En caso de mantener fija la velocidad del rotor, la recuperación del campo es similar con y sin cálculo de $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$, como se muestra en la figura 3.6.

La recuperación más lenta del campo magnético inducido en el rotor se traduce en un retraso en la subida de la tensión en bornes de la máquina, como se muestra en la figura 3.7. Por tanto, desde el punto de vista de la tensión, el rechazo de los transitorios electromagnéticos en el estator, además de afectar poco a los resultados, supone una interpretación más conservadora de los mismos.

Como conclusión, el rechazo de $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ constituye una buena aproximación y es una práctica conservadora, tanto si consideramos la estabilidad de ángulo como si consideramos la estabilidad de tensión.

3.1.2 Cálculo de las condiciones iniciales

En líneas generales, al establecer las condiciones iniciales de un aerogenerador cabe partir de la velocidad del viento y alguna variable eléctrica (tensión en el nudo de conexión, potencia reactiva, etc) o únicamente de variables eléctricas [41].

Con el fin de conseguir una mayor simplicidad en el uso de los modelos, la técnica empleada consiste en partir de las variables eléctricas en el nudo de conexión de cada aerogenerador. Las condiciones iniciales de todas las variables de estado de los aerogeneradores y el viento inicial son determinados a partir de estas variables, obtenidas mediante un flujo de cargas convencional. De esta manera se facilita el empleo de los modelos para un usuario experto en sistemas eléctricos pero no familiarizado con la generación eólica.

La velocidad del rotor del generador de inducción queda establecida a partir de la tensión en el estator y de la potencia activa aportada a la red. Estas variables están relacionadas mediante un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales. La solución de este sistema, mediante el método de Newton-Raphson, puede consultarse en el código fuente del programa PST [86]. En general, una vez establecidas las condiciones iniciales la potencia reactiva no coincide con la asignada en el flujo de cargas. Esta discrepancia se resuelve mediante una carga reactiva en paralelo con la máquina de inducción, como es habitual en programas de estabilidad transitoria.

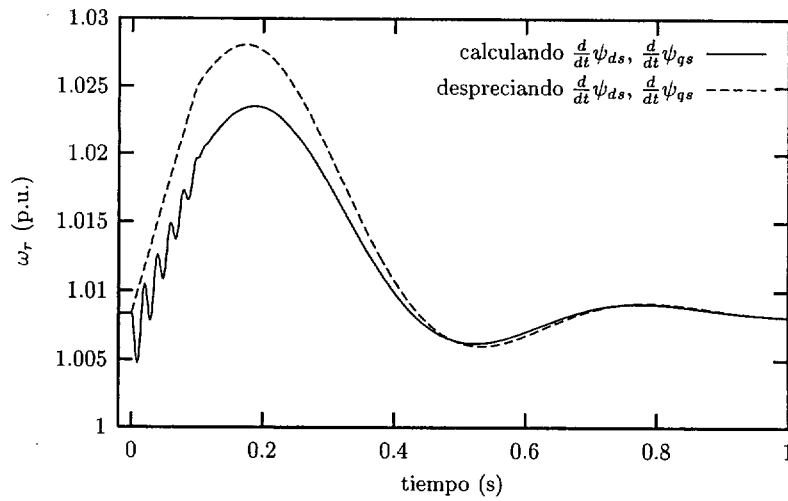


Figura 3.4: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la velocidad del generador con rotor circuitado.

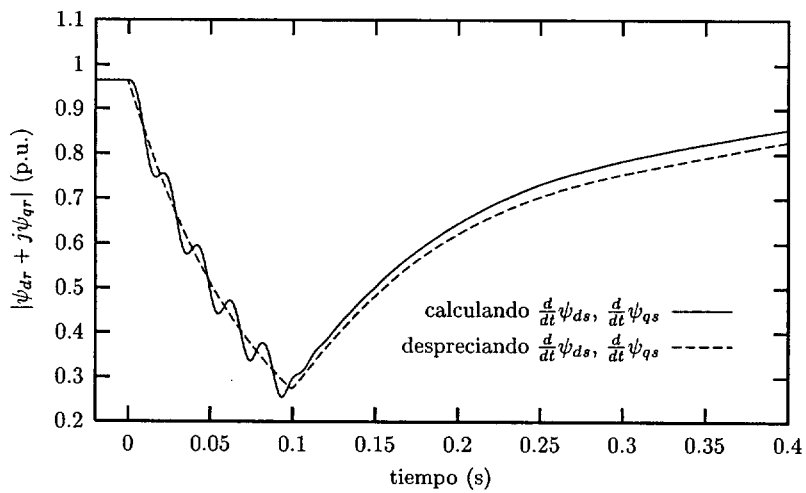


Figura 3.5: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el enlace de flujo en el rotor del generador con rotor circuitado.

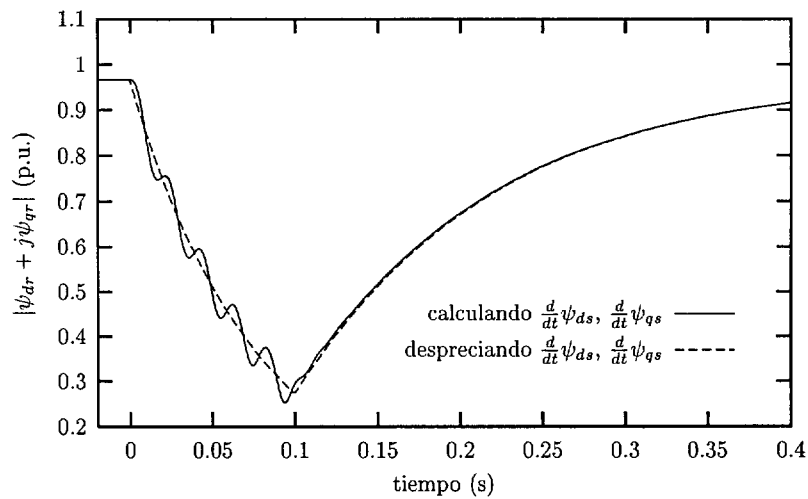


Figura 3.6: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre enlace de flujo en el rotor del generador con rotor circuitado a velocidad constante.

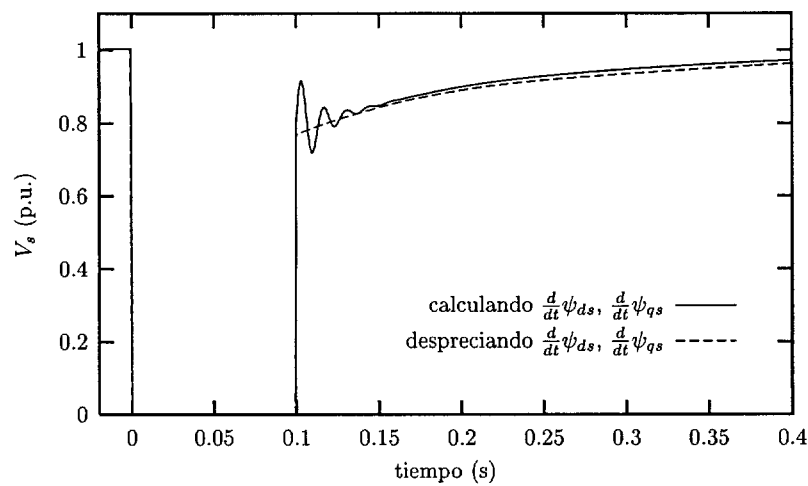


Figura 3.7: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la tensión en bornes del generador con rotor circuitado.

En el caso de que sea necesario reproducir una situación definida por una determinada distribución de viento, el proceso a seguir consiste en asignar a cada aerogenerador la potencia activa correspondiente a la velocidad del viento incidente. La conversión viento-potencia queda establecida en las curvas de potencia proporcionadas por los fabricantes de aerogeneradores.

3.1.3 Expresión en coordenadas polares

Las ecuaciones eléctricas del generador de inducción 2.31 y 2.32 también pueden escribirse en coordenadas polares. Esta representación facilita la interpretación de la evolución del ángulo eléctrico y el módulo de la tensión en función del intercambio de potencia activa y reactiva, y puede ser más conveniente en caso de trabajar con funciones de energía del sistema eléctrico.

Sea

$$\begin{aligned}\mathcal{U}' &= U' \angle \delta = u'_d + ju'_q \\ \mathcal{I}_s &= i_{ds} + ji_{qs} \\ \mathcal{U}_r &= u_{dr} + ju_{qr}\end{aligned}\tag{3.1}$$

La derivada del módulo de la tensión interna es

$$\begin{aligned}\frac{dU'}{dt} &= \frac{d}{dt} \sqrt{u'^2_d + u'^2_q} \\ &= \frac{1}{2\sqrt{u'^2_d + u'^2_q}} (2u'_d \frac{du'_d}{dt} + 2u'_q \frac{du'_q}{dt}) \\ &= \frac{1}{U'} (u'_d \frac{du'_d}{dt} + u'_q \frac{du'_q}{dt})\end{aligned}\tag{3.2}$$

Sustituyendo las expresiones de las derivadas según las ecuaciones 2.20 y 2.21 obtenemos

$$\begin{aligned}\frac{dU'}{dt} &= \frac{1}{U'} [u'_d (-\frac{1}{T'_o} [u'_d - (X_s - X'_s) i_{qs}] + s\omega_s \omega_{base} u'_q) \\ &\quad + u'_q (-\frac{1}{T'_o} [u'_q + (X_s - X'_s) i_{ds}] - s\omega_s \omega_{base} u'_q)] \\ &= -\frac{1}{T'_o U'} [u'^2_d + u'^2_q + (X_s - X'_s) (-i_{qs} u'_d + i_{ds} u'_q)]\end{aligned}\tag{3.3}$$

Por otro lado

$$\mathcal{I}_s = \frac{\mathcal{U}' - \mathcal{U}_s}{jX'_s}$$

de donde

$$\begin{aligned}i_{ds} &= \frac{u'_q - u_{qs}}{X'_s} \\ i_{qs} &= -\frac{u'_d - u_{ds}}{X'_s}\end{aligned}\tag{3.4}$$



Sustituyendo 3.4 en 3.3,

$$\begin{aligned}
 \frac{dU'}{dt} &= -\frac{1}{T_o'U'}[u_d'^2 + u_q'^2 + \frac{X_s - X_s'}{X_s'}((u_d' - u_{ds})u_d' + (u_q' - u_{qs})u_q')] \\
 &= -\frac{1}{T_o'U'}[u_d'^2 + u_q'^2 + \frac{X_s - X_s'}{X_s'}(u_d'^2 + u_q'^2 - u_{ds}u_d' - u_{qs}u_q')] \\
 &= -\frac{1}{T_o'U'}[\frac{X_s}{X_s'}U'^2 - \frac{X_s - X_s'}{X_s'}(u_{ds}u_d' + u_{qs}u_q')] \\
 &= -\frac{X_s}{X_s'T_o'}U' + \frac{X_s - X_s'}{X_s'T_o'}(u_{ds}\frac{u_d'}{U'} + u_{qs}\frac{u_q'}{U'}) \\
 &= -\frac{X_s}{X_s'T_o'}U' + \frac{X_s - X_s'}{X_s'T_o'}(u_{ds}\cos\delta + u_{qs}\sin\delta)
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

La relación entre el ángulo δ y el ángulo del enlace de flujo por el rotor ϕ_r es

$$\phi_r = \delta - \frac{\pi}{2} \tag{3.6}$$

como puede deducirse de las ecuaciones 2.26 y 2.27. Sustituyendo δ por ϕ_r en la ecuación 3.5 obtenemos

$$\frac{dU'}{dt} = -\frac{X_s}{X_s'T_o'}U' + \frac{X_s - X_s'}{X_s'T_o'}(-u_{ds}\sin\phi_r + u_{qs}\cos\phi_r) \tag{3.7}$$

Ecuación que coincide con la 2.28, empleada por Saad-Saoud y Jenkins.

Por otro lado, la derivada del ángulo de la tensión interna es

$$\begin{aligned}
 \frac{d\delta}{dt} &= \frac{d}{dt}\arctg\left(\frac{u_q'}{u_d'}\right) \\
 &= \frac{1}{u_d'^2 + u_q'^2}\left(\frac{du_q'}{dt}u_d' - u_q'\frac{du_d'}{dt}\right)
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Sustituyendo las expresiones de las derivadas según las ecuaciones 2.20 y 2.21 obtenemos

$$\begin{aligned}
 \frac{d\delta}{dt} &= \frac{1}{U'^2}[u_d'(-\frac{1}{T_o'}[u_q' + (X_s - X_s')i_{ds}] - s\omega_s\omega_{base}u_d') \\
 &\quad - u_q'(-\frac{1}{T_o'}[u_d' - (X_s - X_s')i_{qs}] + s\omega_s\omega_{base}u_q')] \\
 &= \frac{1}{U'^2}[-\frac{1}{T_o'}(X_s - X_s')(u_d'i_{ds} + u_q'i_{qs}) - s\omega_s\omega_{base}(u_d'^2 + u_q'^2)] \\
 &= -\frac{(X_s - X_s')}{T_o'U'^2}(u_d'i_{ds} + u_q'i_{qs}) - s\omega_s\omega_{base}
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

Expresando i_{ds} e i_{qs} en función de las tensiones según las expresiones 3.4,

$$\begin{aligned}
 \frac{d\delta}{dt} &= -\frac{(X_s - X_s')}{T_o'X_s'U'^2}((u_q' - u_{qs})u_d' - u_q'(u_d' - u_{ds})) - s\omega_s\omega_{base} \\
 &= -\frac{(X_s - X_s')}{T_o'X_s'U'}(\frac{u_q'}{U'}u_{ds} - u_{qs}\frac{u_d'}{U'}) - s\omega_s\omega_{base} \\
 &= -\frac{(X_s - X_s')}{T_o'X_s'U'}(u_{ds}\sin\delta - u_{qs}\cos\delta) - s\omega_s\omega_{base}
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

Sustituyendo δ por ϕ_r según la ecuación 3.6, y expresando el deslizamiento en función de la velocidad de giro según la ecuación 2.23,

$$\frac{d\phi_r}{dt} = -\frac{(X_s - X_s')}{T_o'X_s'U'}(u_{ds}\cos\phi_r + u_{qs}\sin\phi_r) + (\omega_g - \omega_s)\omega_{base} \tag{3.11}$$

Ecuación que coincide con la 2.29, empleada por Saad-Saoud y Jenkins.

De este modo queda reflejada la equivalencia entre los dos modelos de generador de inducción para estudios de estabilidad transitoria presentes en la literatura. El primero es el modelo en ejes dq o en coordenadas cartesianas [59, sec. 7.2.6], representado por las ecuaciones 2.20 y 2.21. El segundo es el modelo en función de la tensión interna y el ángulo del enlace de flujo por el rotor, o modelo en coordenadas polares [89, 90], representado por las ecuaciones 2.28 y 2.29.

Por otro lado, es posible representar el modelo en coordenadas polares en función de la potencia generada por la fuente de tensión interna. Sea

$$P'_g = \text{Re}\{\mathcal{U}'\mathcal{I}_s^*\} = u'_d i_{ds} + u'_q i_{qs} \quad (3.12)$$

$$Q'_g = \text{Im}\{\mathcal{U}'\mathcal{I}_s^*\} = -u'_d i_{qs} + u'_q i_{ds} \quad (3.13)$$

Sustituyendo estas expresiones en las ecuaciones 3.3 y 3.9 obtenemos respectivamente

$$\frac{dU'}{dt} = -\frac{1}{T'_o U'} [U'^2 + (X_s - X'_s) Q'_g] \quad (3.14)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = -\frac{X_s - X'_s}{T'_o U'^2} P'_g - s\omega_s \omega_{base} \quad (3.15)$$

La ecuación 3.14 revela intuitivamente la existencia de una relación entre la variación del módulo de la tensión interna y la potencia reactiva generada. La ecuación 3.15 revela una relación entre la variación del ángulo de la tensión interna y la potencia activa generada.

3.2 Modelo mecánico de turbina

Como se indicó en la sección 2.2, existen diversos modelos mecánicos de aerogenerador para estudios eléctricos. Esta sección propone un modelo adaptado a los estudios de estabilidad transitoria que representa tanto el acoplamiento mecánico como el par aplicado por el viento.

3.2.1 Transmisión mecánica

Los modelos mecánicos de aerogeneradores empleados en estudios eléctricos fueron repasados en la sección 2.2.3. En la actualidad, la mayoría de los autores coinciden en la necesidad de representar a las turbinas mediante al menos dos masas, dada la elasticidad del acoplamiento entre el eje de alta velocidad y el eje de baja velocidad. Sin embargo, algunos autores representan mediante una única masa puntual las palas y el buje, mientras otros representan por separado cada una de las palas y el buje.

Esta sección presenta una comparación entre el régimen transitorio de un aerogenerador sometido a una falta cuando es simulado mediante dos modelos mecánicos. Por un lado, un modelo que representa cada pala por separado, como indica la figura 3.8, y por otro un modelo de dos masas que agrupa las palas y el buje, como indica la figura 3.9.

La representación de las palas por separado permite reproducir fenómenos cuyo efecto sobre el par se traduce en componentes temporales a la frecuencia $n_p \omega_b$, donde n_p es el número de palas y ω_b la frecuencia del buje. Estos fenómenos, descritos en la sección 2.2.2, incluyen la estratificación del viento, la sombra de torre y el peso de las palas. El modelo de turbina utilizado para representar estos fenómenos es el empleado por Jose Luis Rodríguez [12] para estudiar el control de un aerogenerador. La influencia de estos fenómenos sobre la estabilidad transitoria ha sido evaluada mediante el caso representado en la figura 3.10.

Un aerogenerador, conectado en el nudo uno, entrega potencia a una red de potencia infinita. La red está representada por el nudo tres, de tensión fija. Una batería de condensadores en el nudo uno inyecta potencia reactiva para compensar el factor de potencia del generador eólico. La potencia de cortocircuito en el nudo dos es igual a veinte veces la potencia nominal de la instalación eólica, tal como establece la legislación española [33]. Los parámetros del aerogenerador se muestran en la sección B.1.

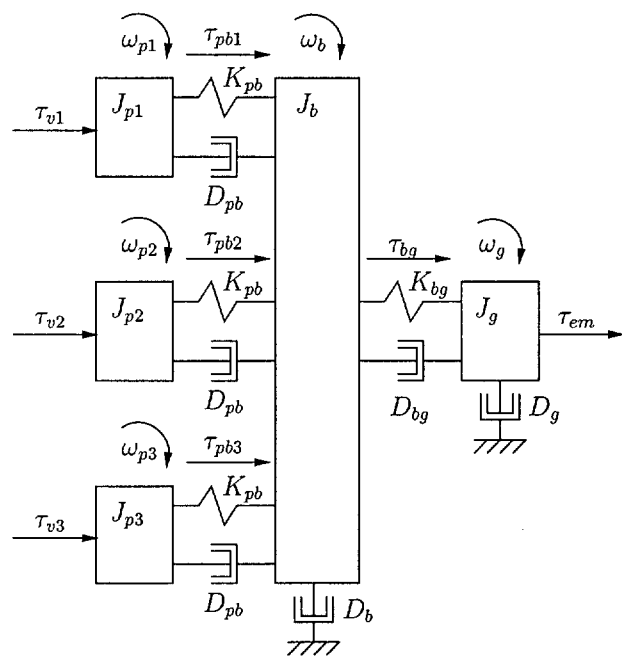


Figura 3.8: Modelo mecánico de cinco masas

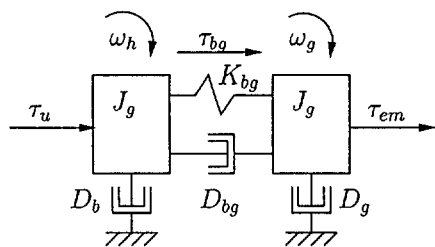


Figura 3.9: Modelo mecánico de dos masas

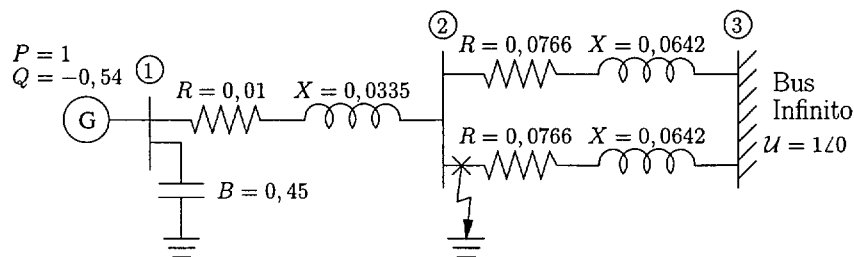


Figura 3.10: Sistema eléctrico empleado para evaluar el modelo mecánico

La figuras 3.11 a 3.14 muestran distintas variables del sistema antes de producirse el fallo. La figura 3.11 representa el par aplicado por el viento sobre cada pala. Como consecuencia de la estratificación del viento, el par aplicado aumenta con la altura de la pala. También puede observarse el efecto de sombra de torre, que consiste en una disminución brusca del par cuando la pala pasa enfrente (o detrás) de la torre.

La figura 3.12 muestra el par aplicado por una pala sobre el buje, y la suma de los pares aplicados por las tres palas sobre el buje. El efecto dominante en el par aplicado por una sola pala es el propio peso de la pala. En el caso de considerar la unión pala-buje infinitamente rígida, los pares debidos al peso de las palas se anulan. Dado que en la práctica la unión es efectivamente muy rígida, el efecto del peso es pequeño, y la suma de los pares aplicados por las tres palas es aproximadamente constante.

La consecuencia de la variación del par en cada pala es una componente del par neto aplicado sobre el buje con frecuencia fundamental $n_p \omega_b$. Esta componente aparece también en variables eléctricas como la potencia generada (figura 3.13) y la tensión en el nudo de conexión (figura 3.14).

El fallo aplicado consiste en un cortocircuito trifásico en el instante $t = 1$ s en el punto indicado en la figura 3.10. El fallo es despejado a los 0,2 segundos mediante la desconexión de la línea afectada.

La figura 3.15 representa la velocidad de giro del buje y del eje del generador con el modelo de dos masas. Al producirse el fallo, el eje del generador se acelera y arrastra al eje de baja velocidad. Si el caso es estable, el despeje del fallo provoca la recuperación de la velocidad nominal. La diferencia de velocidades entre ambas masas depende de la elasticidad del acoplamiento.

La figura 3.16 muestra la velocidad de giro del rotor del generador, del buje y de las palas en el modelo de cinco masas. La frecuencia de cada pala es similar a la del buje, debido a la alta rigidez y amortiguamiento del encastre pala-buje.

Las figuras 3.17 a 3.19 muestran la evolución de distintas variables eléctricas con ambos modelos. La figura 3.17 representa simultáneamente la velocidad de giro del rotor del generador con el modelo de 2 masas y el de 5 masas. La figura 3.18 muestra la evolución de la potencia eléctrica generada por la turbina eólica en ambos casos. En la figura 3.19 se muestra la tensión en bornes del generador, que también resulta muy similar en ambos casos. Como puede apreciarse, la diferencia es pequeña en todos los casos.

El tiempo crítico de despeje de falta t_{cdf} ha sido obtenido para los dos modelos estudiados mediante sucesivas simulaciones. Los casos son considerados estables cuando, diez segundos después del despeje de falta, la velocidad del rotor permanece próxima a la de sincronismo y la tensión en el estator permanece próxima a la nominal. Los resultados obtenidos son los siguientes:

	t_{cdf} mínimo (s)	t_{cdf} máximo (s)
modelo de dos masas	0,628	0,636
modelo de cinco masas	0,647	0,650

Estos resultados indican que la diferencia entre el modelo de dos masas y el de cinco es muy pequeña. Por tanto, el modelo de dos masas es considerado suficientemente representativo para estudios de estabilidad transitoria.

La posibilidad de la reducción del modelo a una sola masa no ha sido estudiada, ya que depende de la rigidez del acoplamiento entre el buje y el rotor del generador. Esta característica varía significativamente de un aerogenerador a otro, y depende fundamentalmente de la existencia de la caja multiplicadora.

3.2.2 Par aplicado por el viento

Como se indicó en la sección 2.2.2, en los estudios de estabilidad transitoria de turbinas eólicas, el modelo de par aplicado por el viento varía según los autores. Los modelos empleados son:

- 1. Par mecánico constante

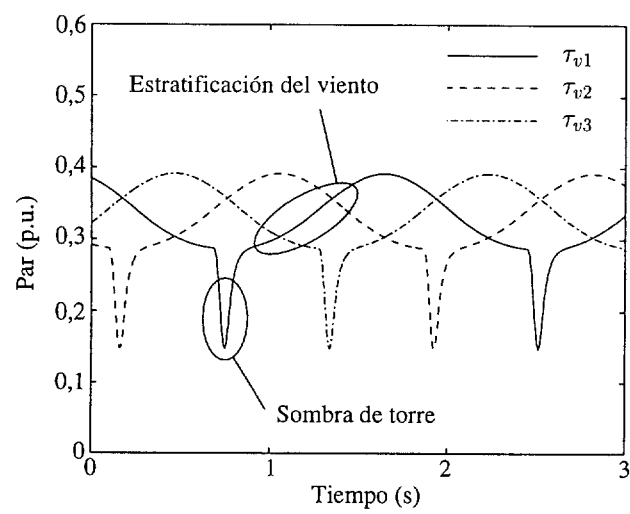


Figura 3.11: Par aplicado por el viento sobre cada pala

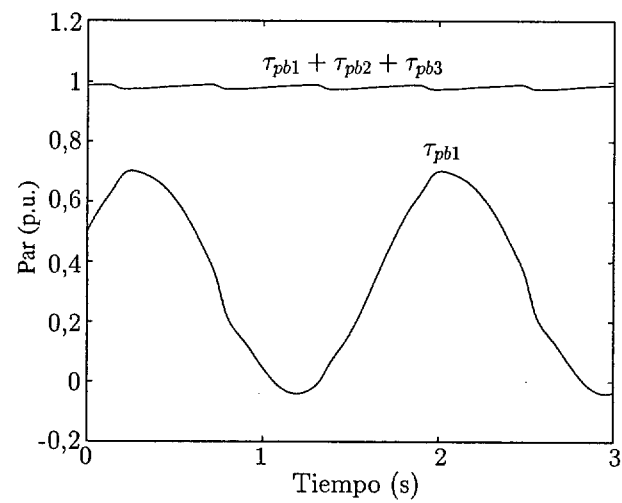


Figura 3.12: Par aplicado por las palas sobre el buje

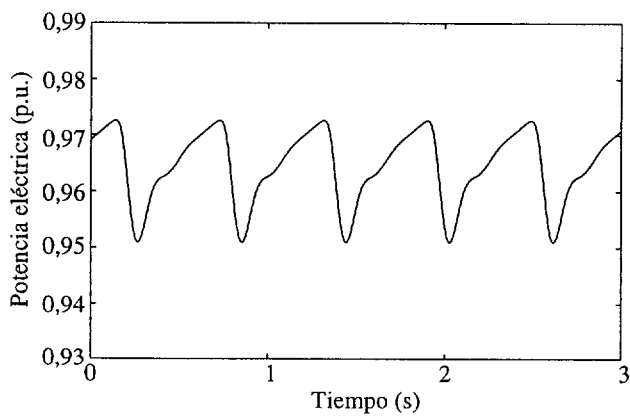


Figura 3.13: Potencia eléctrica generada

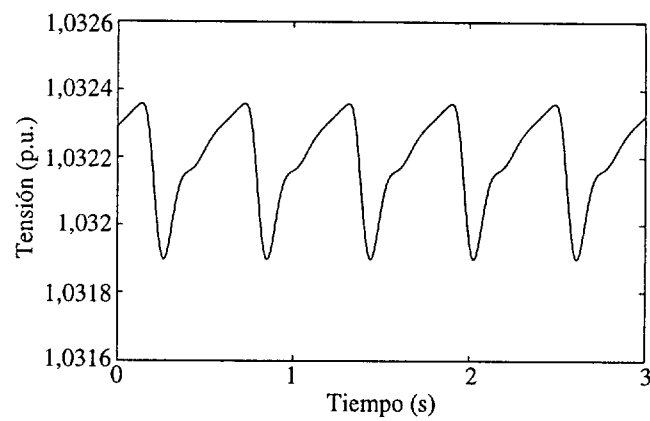


Figura 3.14: Tensión en el nudo de conexión

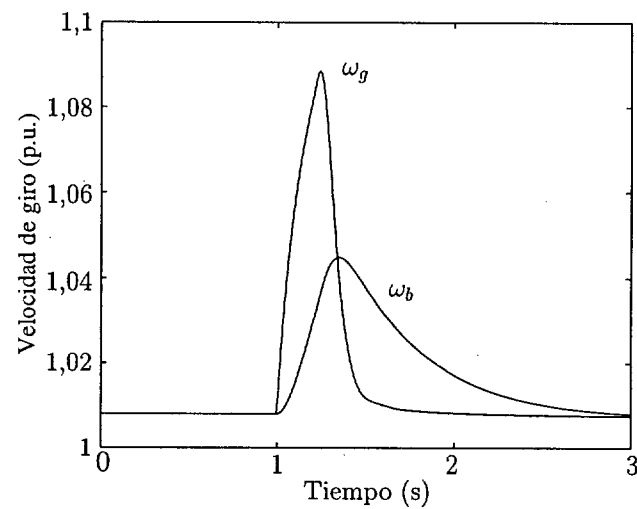


Figura 3.15: Velocidad de giro en el modelo de dos masas

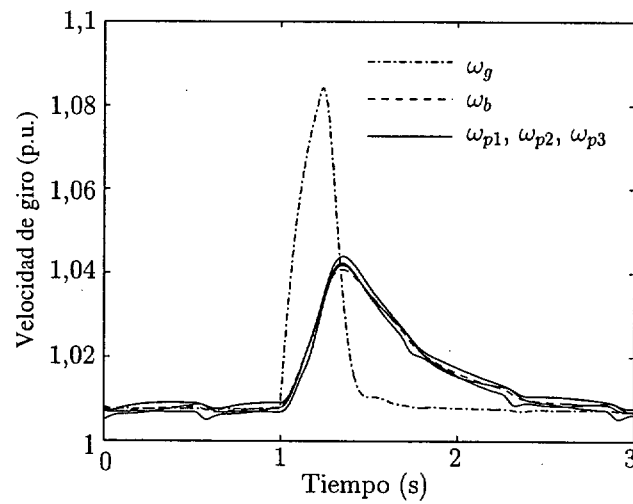


Figura 3.16: Velocidad de giro en el modelo de cinco masas



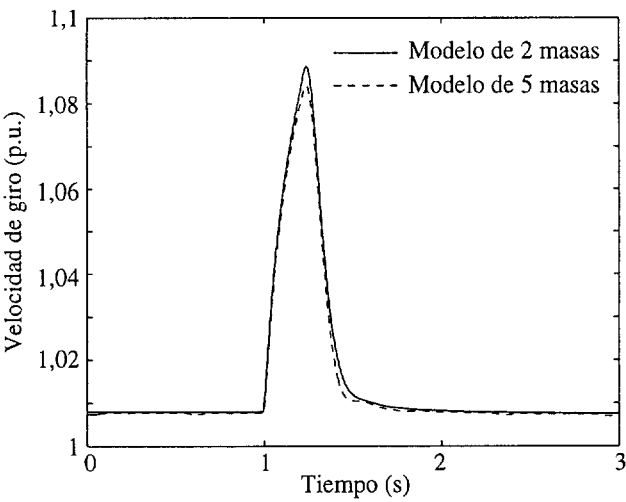


Figura 3.17: Frecuencia del eje de baja velocidad

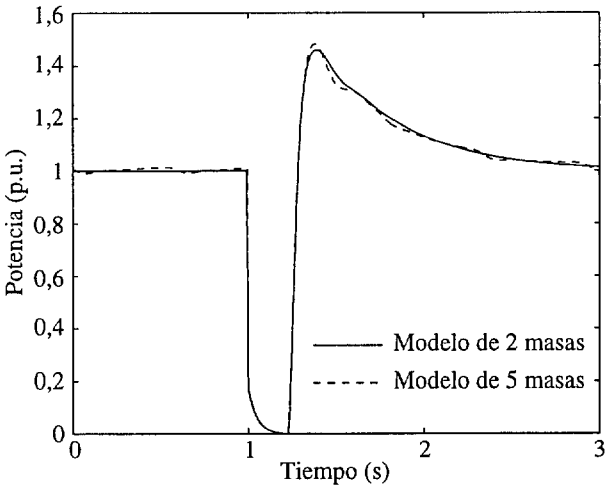


Figura 3.18: Potencia eléctrica generada

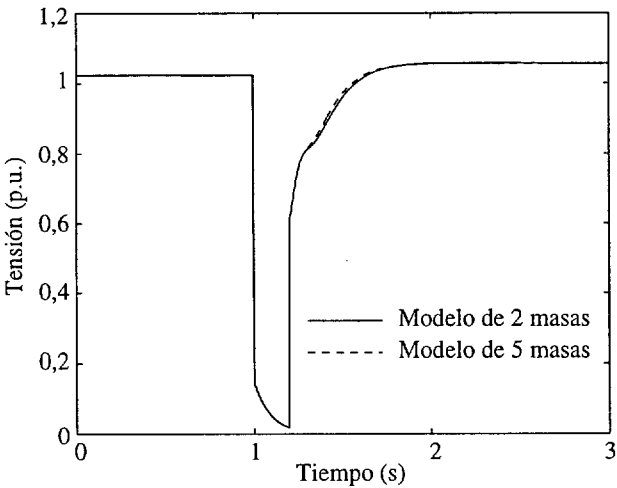


Figura 3.19: Tensión en bornes del generador

2. Potencia mecánica constante

3. Modelo de disco actuador

La representación de la turbulencia del viento no es habitual en los estudios de estabilidad transitoria de sistemas eléctricos. Existen varias razones que justifican esta practica. En primer lugar, al estudiar grandes perturbaciones del sistema eléctrico, el efecto de la turbulencia sobre el par electromagnético es pequeño en comparación con otros fenómenos. Por otro lado, el efecto de la turbulencia disminuye estadísticamente al aumentar el tamaño del sistema. Por último, los estudios de estabilidad tratan de obtener resultados conservadores. El peor caso posible corresponde habitualmente a la situación en la que la aceleración del rotor es máxima, lo cual se produce a una determinada velocidad de viento constante.

Entre los tres modelos habituales en estudios eléctricos, el de disco actuador es el único capaz de representar la relación entre el par aplicado por el viento y la velocidad de las palas. Esta sección muestra la importancia de esta relación sobre la estabilidad transitoria a través de varias simulaciones.

La figura 3.20 representa el sistema empleado para evaluar los tres modelos de par. El aerogenerador conectado en el nudo uno es un sistema de velocidad fija con generador de inducción y control por entrada en pérdida. Los parámetros correspondientes se muestran en las tablas B.1 y B.3.

Han sido simulados dos casos distintos que corresponden a una potencia inicial igual a 0,8 veces la potencia máxima. En el primer caso, la velocidad del viento es $v = 12,07$ m/s, y en el segundo $v = 23,92$ m/s. La figura 3.21 muestra ambos puntos de funcionamiento, marcados como "1" y "2" respectivamente. En el instante $t = 0,1$ s un cortocircuito trifásico es provocado en el punto indicado en la figura 3.20. El cortocircuito es despejado en el instante $t = 0,79$ s mediante la desconexión de la línea afectada.

Al emplear el modelo de potencia constante o de par constante los casos uno y dos son idénticos. Al emplear el modelo de disco actuador, ambos casos siguen trayectorias distintas, representadas en la figura 3.22 sobre la curva $C_p(\lambda)$. En el caso uno, al ser menor la velocidad del viento, el valor de λ es mayor, por lo que la trayectoria se sitúa sobre la parte alta de la curva. En el caso dos el valor de λ es menor, por lo que la trayectoria se sitúa en la parte baja de la curva. Durante el fallo, la máquina se acelera en ambos casos, la velocidad de las palas aumenta, y como consecuencia aumentan λ y C_p .

Partiendo de la ecuación 2.6 y dado que el viento es constante, el incremento de potencia mecánica en ambos casos es

$$\Delta P_v(t) = P_v(0) \frac{\Delta C_p(t)}{C_p(0)} \quad (3.16)$$

donde

$$\begin{aligned} \Delta P_v(t) &= P_v(t) - P_v(0) \\ \Delta C_p(t) &= C_p(t) - C_p(0) \end{aligned}$$

La figura 3.23 muestra la evolución de $\Delta C_p(t)/C_p(0)$. Puede observarse que el coeficiente de potencia crece más porcentualmente en el caso dos, con viento alto, que en el uno, con viento bajo. Como consecuencia y según la ecuación 3.16 la potencia mecánica entrante crece más en el caso dos, lo cual perjudica la estabilidad del sistema.

La figura 3.24 representa el tiempo crítico de despeje de falta en función de la potencia mecánica inicial, empleando los tres modelos evaluados. La figura ha sido obtenida mediante simulaciones sucesivas con distintos tiempos de despeje de falta. Cada caso es considerado estable si seis segundos después del despeje del fallo la velocidad del generador no excede de 1,1 por unidad. Las simulaciones se han repetido hasta conseguir un error en el cálculo del tiempo crítico de despeje de falta inferior a dos milésimas de segundo. Sobre la misma figura se señalan los casos uno y dos representados en la figura 3.21.

Las razones que justifican el empleo del modelo de disco actuador de acuerdo con la figura 3.24 son:

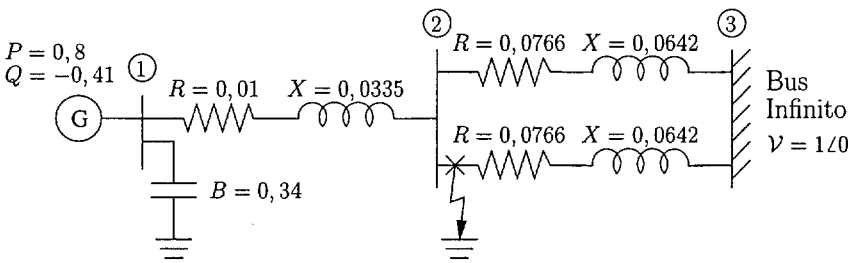


Figura 3.20: Sistema para evaluar el modelo de disco actuador

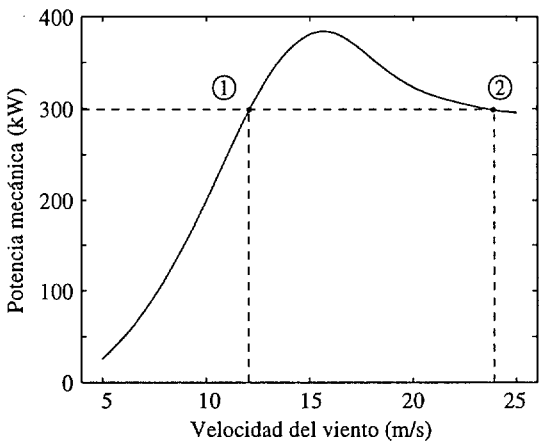


Figura 3.21: Potencia inicial obtenida con dos vientos diferentes

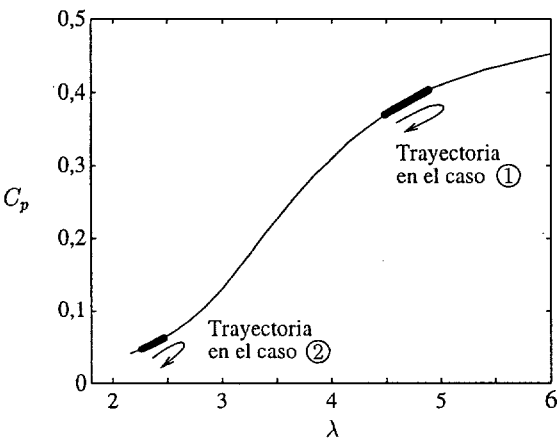


Figura 3.22: Trayectorias sobre la curva C_p - λ

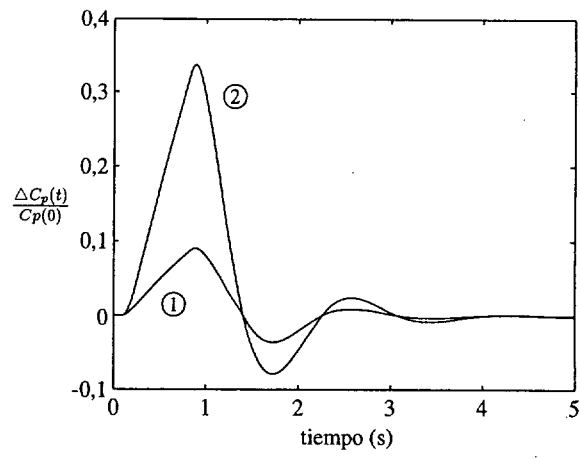


Figura 3.23: Coeficiente de potencia normalizado

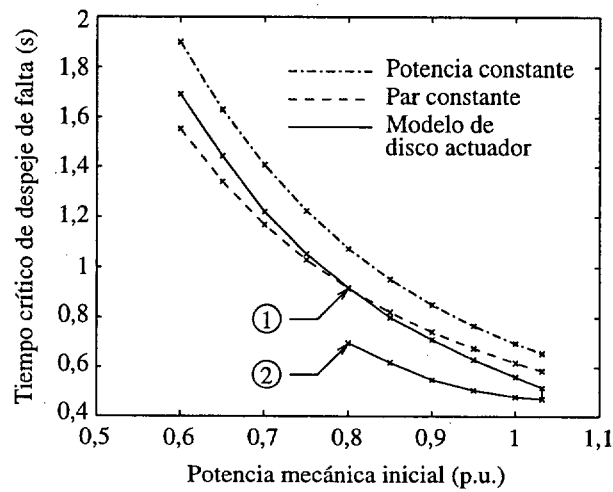


Figura 3.24: Tiempo crítico de despeje de falta con distintos modelos

1. Los modelos de potencia y par constante proporcionan tiempos críticos de despeje de falta sensiblemente distintos respecto al modelo de disco actuador, con una diferencia del orden de dos décimas de segundo.
2. El modelo de potencia, y el de par constante a vientos altos, representan al sistema más estable de lo que es en realidad, es decir, proporcionan una estimación de la estabilidad menos conservadora que el modelo de disco actuador.

A potencias altas, el modelo de disco actuador proporciona distinto tiempo crítico de despeje de falta según la velocidad del viento incidente. El caso más desfavorable corresponde al viento mayor (caso dos), lo cual debe ser tenido en cuenta al realizar este tipo de estudios.

Existe un punto teórico en el cual coinciden los resultados obtenidos con el modelo potencia constante y con el modelo de disco actuador. En dicho punto la potencia mecánica es independiente de la velocidad de giro de las palas, es decir

$$\frac{\partial P_v}{\partial \omega_p} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{\partial C_p}{\partial \omega_p} = 0 \quad (3.17)$$

Este punto se alcanza en el máximo de la curva $C_p(\lambda)$ y corresponde a una potencia inicial $P_v(0) = 0, 2$ por unidad, por lo que queda fuera de la figura 3.24.

Existe otro punto de funcionamiento inicial donde coinciden el modelo de par constante y el de disco actuador. Es el punto donde se cruzan las líneas correspondientes al modelo de par constante y al modelo de disco actuador sobre la figura 3.24. En este punto el par es independiente de la velocidad de las palas, es decir

$$\frac{\partial \tau_v}{\partial \omega_p} = 0 \quad (3.18)$$

Por otro lado

$$\tau_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{C_p}{\omega_p} \quad (3.19)$$

y derivando

$$\frac{\partial \tau_v}{\partial \omega_p} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \left(\frac{1}{\omega_p} \frac{\partial C_p}{\partial \omega_p} - \frac{C_p}{\omega_p^2} \right) = 0 \quad (3.20)$$

Despejando

$$\frac{\partial C_p}{\partial \omega_p} = \frac{C_p}{\omega_p} \quad (3.21)$$

y tomando logaritmos neperianos

$$\frac{\partial(\ln C_p)}{\partial(\ln \omega_p)} = 1 \quad (3.22)$$

Ecuación que representa la condición para que el modelo de par constante y el modelo de disco actuador proporcionen resultados similares.

La figura 3.25 muestra la relación entre C_p y ω_p en escala logarítmica en el aerogenerador estudiado. La línea recta representa la pendiente unidad. Puede observarse que la trayectoria en el caso uno cumple aproximadamente la condición de la ecuación 3.22.

3.2.3 Cálculo del coeficiente de potencia

Los modelos propuestos han sido programados siguiendo el criterio de máxima facilidad de uso para el usuario no experto en energía eólica. Un problema previsible al representar los aerogeneradores

es que la curva $C_p(\lambda)$, necesaria en el modelo de disco actuador, no suele ser proporcionada por los fabricantes. Por esta razón, en sistemas controlados por entrada en pérdida, el modelo de cálculo de par aplicado por el viento contiene una función de estimación de la curva $C_p(\lambda)$ a partir de la curva de potencia, habitualmente disponible en los catálogos de turbinas eólicas.

El procedimiento se basa en la suposición de que el deslizamiento es constante en todos los puntos de funcionamiento. Esta simplificación es bastante realista, dado que, como se indicó en la sección 2.3.1, el deslizamiento nominal de los aerogeneradores es cercano al 1 %.

La figura 3.26 representa la curva de potencia de un aerogenerador comercial. Para cada uno de los puntos $(u^{(k)}, P^{(k)})$ de esta curva, aplicando las ecuaciones 2.6 y 2.7 es posible obtener el punto correspondiente $(C_p^{(k)}, \lambda^{(k)})$ mediante las ecuaciones

$$C_p^{(k)} = \frac{2P_v^{(k)}}{\rho A (v^{(k)})^3} \quad (3.23)$$

$$\lambda^{(k)} = \frac{\omega_{nb} R}{v^{(k)}} \quad (3.24)$$

donde ω_{nb} es la velocidad nominal del buje. La figura 3.27 muestra los puntos obtenidos a partir de la figura 3.26.

En turbinas gobernadas por variación del ángulo de pala, este procedimiento sólo es aplicable en aquellos puntos de funcionamiento en los que no actúa dicho control.

3.3 Integración en un programa de estabilidad transitoria

El objetivo de los modelos matemáticos propuestos es ser empleados en programas convencionales de simulación de sistemas eléctricos. Esta sección describe el flujo de información entre los distintos modelos y su integración en un programa de simulación numérica para estudios de estabilidad transitoria.

Los programas informáticos sobre los cuales ha sido programado el modelo son el PST [86] y el PSS/E [51]. El PST (Power System Toolbox, sobre MATLAB) ha sido escogido porque se distribuye con el código fuente y porque permite usar las funciones de MATLAB. El PSS/E (Power System Simulator for Engineering) ha sido escogido por su amplia difusión entre las compañías eléctricas españolas.

3.3.1 Diagrama de bloques del modelo

Cada modelo ha sido programado como un módulo independiente para facilitar su modificación y su aprovechamiento en otros modelos. La figura 3.28 muestra los distintos módulos que intervienen en la representación de un aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción y control por entrada en pérdidas.

El módulo que representa al generador de inducción intercambia información directamente con la red eléctrica. La interfaz entre el generador y la red es un equivalente Thévenin en el caso del PST, y un equivalente Norton en el caso del PSS/E. La figura 3.28 corresponde al modelo del equivalente Thévenin en PST. La transformación de un equivalente a otro es sencilla, y afecta únicamente al flujo de información entre el modelo de generador y la red estática.

El módulo del generador de inducción calcula la tensión interna del equivalente Thévenin U'_s y las derivadas de las correspondientes variables de estado ω_g , u'_{ds} y u'_{qs} , según el modelo descrito en la sección 3.1.1. Las variables de entrada a este módulo son la tensión y la corriente en el nudo de conexión y el par mecánico entre el buje y el generador τ_{bg} . Las variables de salida son la tensión interna del generador y la velocidad de giro del rotor ω_g .

El módulo del acoplamiento mecánico calcula las derivadas de las variables de estado mecánicas ω_b y τ_{aux} . Las variables de entrada a este módulo son el par aplicado por el viento τ_v y la velocidad del eje de alta velocidad ω_g . Las variables de salida son el par entre el buje y el generador τ_{bg} y la velocidad del eje de baja velocidad ω_b .

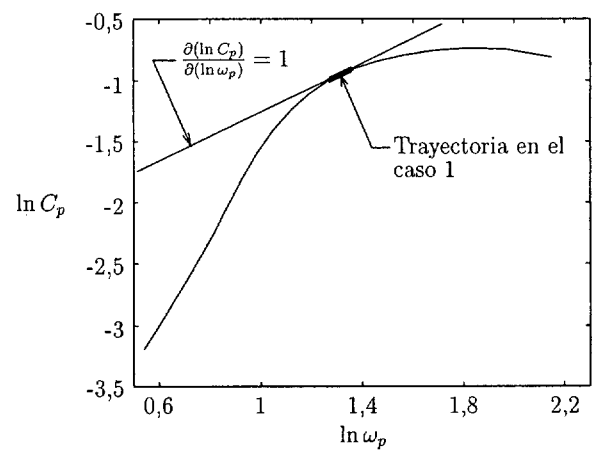


Figura 3.25: Punto de par mecánico independiente de la velocidad de las palas

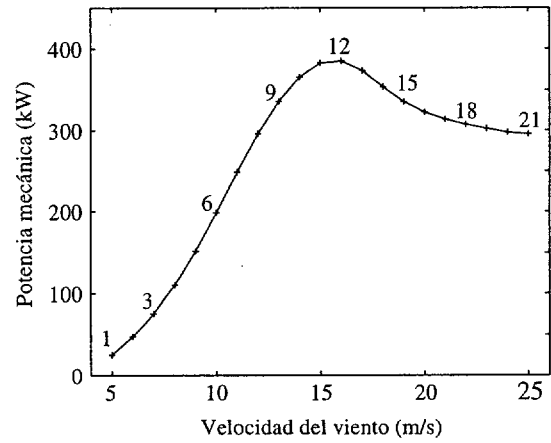


Figura 3.26: Curva de potencia de un aerogenerador comercial.
Los puntos numerados coinciden con los de la figura 3.27

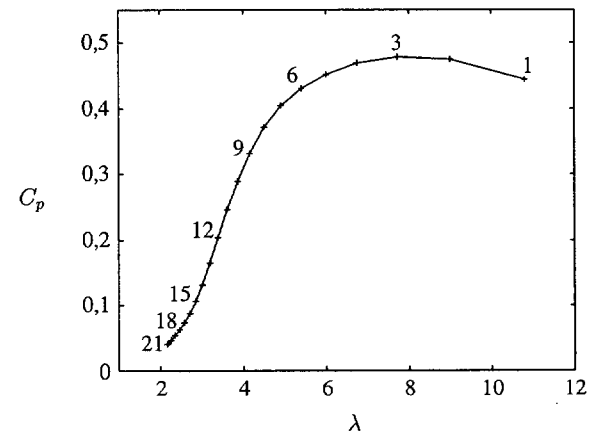


Figura 3.27: Curva $C_p(\lambda)$. Los puntos numerados coinciden con los de la figura 3.26

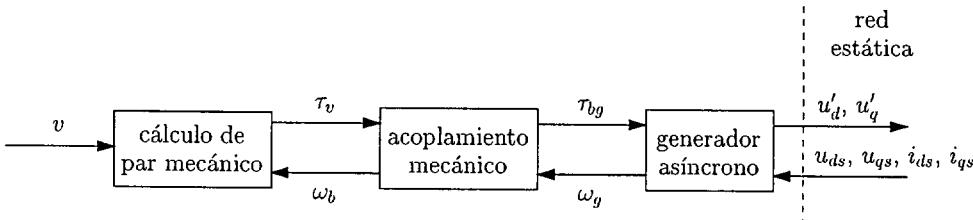


Figura 3.28: Diagrama de bloques de una turbina con generador de inducción y control por entrada en pérdida.

El módulo del par aplicado por el viento no contiene ninguna variable de estado, por lo que no interviene en el proceso de integración numérica. Este módulo calcula el par mecánico aplicado por el viento τ_v a partir de la velocidad del viento y la velocidad de las palas.

La figura 3.29 representa un diagrama de bloques modificado con el fin de incluir un control activo de velocidad por variación del ángulo de pala. La variable de entrada al módulo de control de paso de pala es la velocidad de giro de las palas, y la variable de salida es el ángulo de paso de pala β . En esta configuración, el módulo de cálculo del par aplicado por el viento calcula dicho par en función de la velocidad del viento u , la velocidad de las palas ω_b , y el ángulo de paso de pala β .

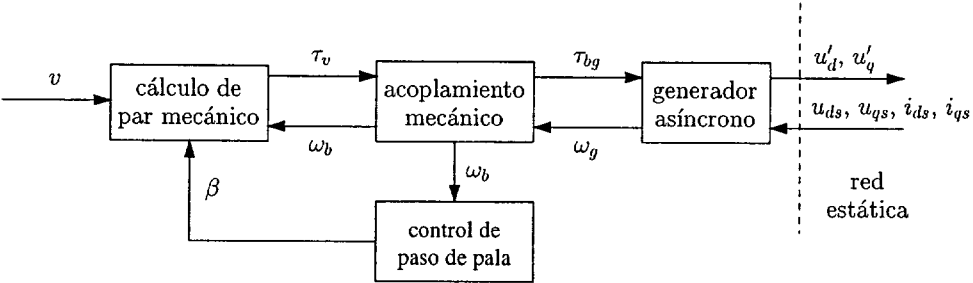


Figura 3.29: Diagrama de bloques de una turbina con generador de inducción y limitación de velocidad por variación del paso de pala.

La figura 3.30 muestra el diagrama de flujo de un programa típico de simulación transitoria de sistemas eléctricos. Sobre la estructura general han sido señalados los puntos en los cuales intervienen los módulos del modelo de aerogenerador. La figura 3.30 representa un algoritmo de integración sencillo, si bien el diagrama de flujo puede variar ligeramente en función del algoritmo de integración empleado. En el caso del PST el algoritmo es un predictor-corrector.

3.3.2 Agregación de las turbinas de un parque eólico

El comportamiento de un parque eólico puede reproducirse simulando todos sus aerogeneradores y líneas internas. Sin embargo, la representación de todos los aerogeneradores de un sistema eléctrico incrementa considerablemente el tamaño del modelo y puede obligar a calcular un número excesivo de ecuaciones. Por ejemplo, la simulación de un parque con 20 turbinas supondría manejar 100 variables de estado. Este tamaño puede ser adecuado para estudiar el comportamiento de un parque eólico específico, pero resulta inaceptable si queremos representar un sistema eléctrico con numerosos parques.

Para reducir el tamaño del modelo, es posible representar mediante un único modelo de turbina varios aerogeneradores que reciban un viento similar. Este proceso, representado en la figura 3.31, suele recibir el nombre de "agregación de turbinas". La turbina eólica que simula a un grupo de aerogeneradores mantiene los mismos parámetros eléctricos y mecánicos por unidad, pero su



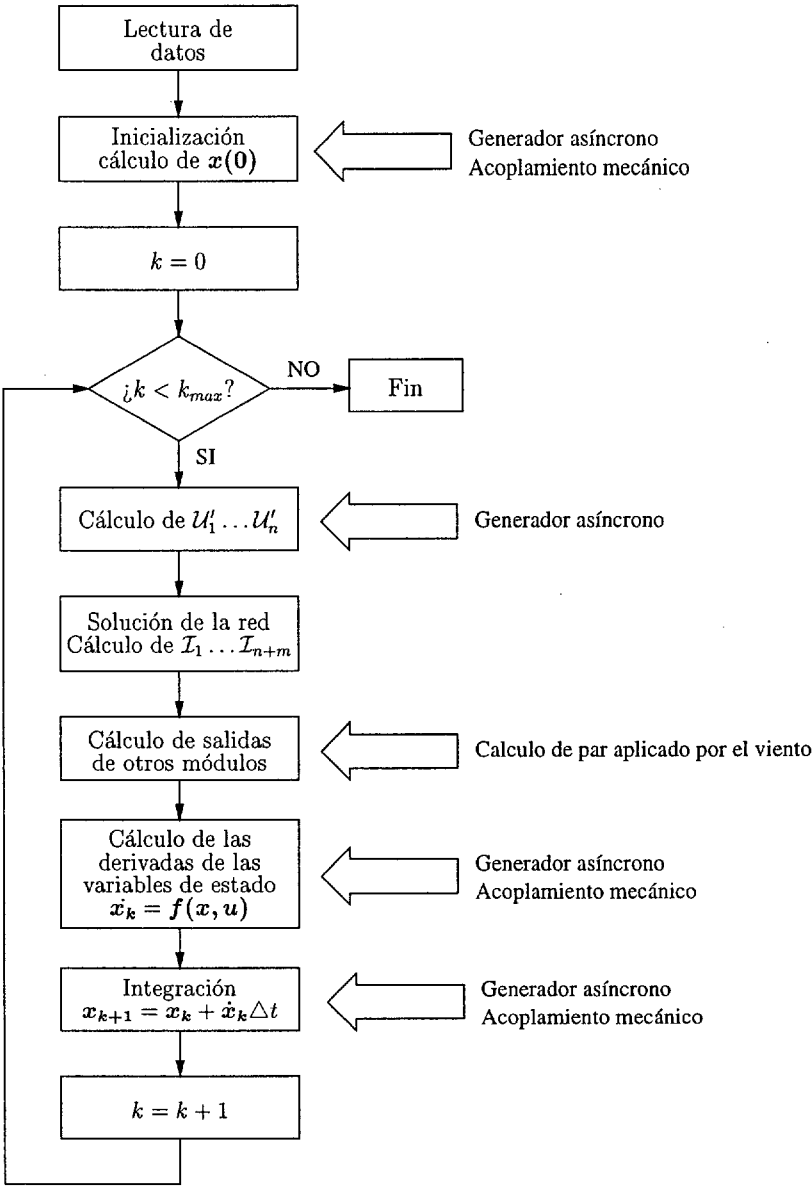


Figura 3.30: Llamadas a los modelos de velocidad fija.

potencia nominal es la suma de las potencias nominales de todas las turbinas agregadas. La línea de conexión hasta la turbina resultante es el paralelo de las líneas de conexión a cada turbina sin agregar.

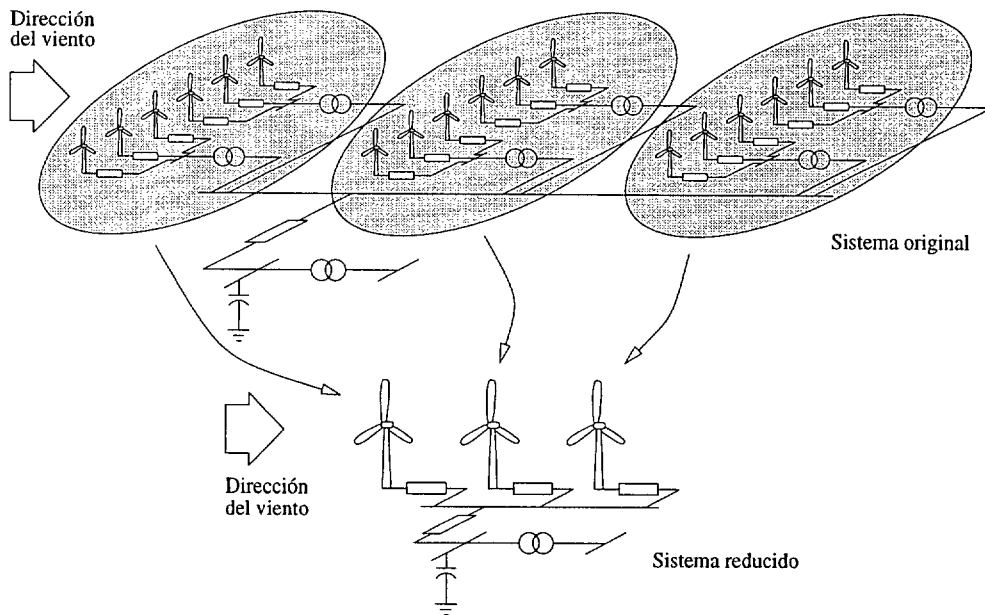


Figura 3.31: Ejemplo de agregación de turbinas de un parque eólico

La agregación de turbinas es matemáticamente exacta cuando todos los aerogeneradores agrupados son iguales, están conectados en paralelo y reciben viento a la misma velocidad. En el caso de que no se cumpla alguna de estas condiciones, el modelo agregado deja de ser idéntico al original.

Existen varios factores que afectan a la exactitud de la agregación de turbinas:

1. Variaciones cíclicas del par en cada aerogenerador.
2. Turbulencia del viento.
3. Variaciones permanentes del par entre aerogeneradores.

Las variaciones cíclicas del par son debidas a fenómenos tales como la estratificación del viento, el efecto de sombra de torre o el peso de las palas. En la sección 3.2.1 se muestra cómo el efecto de estos fenómenos sobre la estabilidad transitoria del sistema es pequeño, y no justifica su representación en el modelo.

La turbulencia del viento también provoca una variación distinta del par en cada aerogenerador, pero su efecto sobre la estabilidad transitoria es pequeño. Por un lado, la energía contenida en las turbulencias difícilmente puede comprometer la estabilidad del sistema. Por otro, el aumento del número de aerogeneradores tiende estadísticamente a mitigar el efecto de la turbulencia. En general, la representación de la turbulencia del viento en estudios de estabilidad transitoria no está justificada, y es suficiente considerar la velocidad del viento como un parámetro constante.

Las variaciones permanentes del par entre aerogeneradores son debidas a la influencia de unas turbinas sobre otras. Cada turbina provoca una disminución de la velocidad del viento, conocida como efecto estela, que afecta a los aerogeneradores situados a sotavento [25]. Este efecto puede ser considerado mediante la agregación de aquellas turbinas que reciban una velocidad del viento similar. En la figura 3.31, por ejemplo, las turbinas de la primera fila reciben un viento más alto que las de la segunda fila, y así sucesivamente, por lo que cada fila ha sido agrupada por separado.

El efecto estela depende tanto la situación de las turbinas como de la dirección del viento incidente. Por ejemplo, consideremos la disposición de las turbinas de un parque y la dirección

del viento representadas en la figura 3.32. El modelo del parque podría consistir en tres turbinas equivalentes que representasen, respectivamente, a las turbinas 1 a 6 con un viento mayor, a las turbinas 7 a 10 con un viento medio, y a las turbinas 11 y 12 con un viento menor.

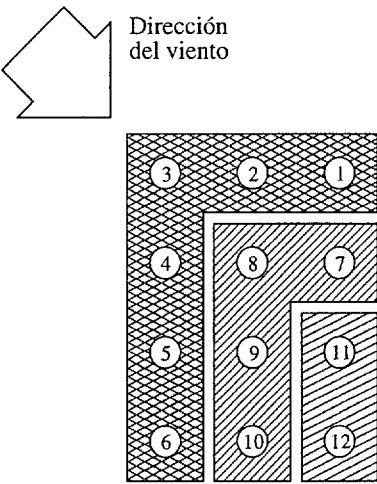


Figura 3.32: Efecto estela en el interior de un parque eólico.

La decisión de qué turbinas deben ser agregadas depende de cada caso en particular y de la exactitud requerida en el análisis. En el caso de sistemas grandes y fallos lejanos, es suficiente reproducir el parque como una única turbina. En el estudio de parques concretos puede ser conveniente la agrupación de aquellas turbinas que reciban un viento similar, o incluso la representación de todos los aerogeneradores por separado.

Capítulo 4

Régimen transitorio de turbinas de velocidad fija

En este capítulo el modelo propuesto de aerogenerador de velocidad fija es empleado en distintas simulaciones para extraer conclusiones sobre la estabilidad transitoria de este tipo de instalaciones.

La primera sección analiza la influencia de distintos parámetros sobre un parque eólico sin protección de mínima tensión. Los parámetros son variados dentro de un determinado margen y para cada valor se obtiene el tiempo crítico de despeje de falta.

La segunda sección compara dos protecciones de mínima tensión. La primera es la establecida por la legislación vigente, y la segunda es una protección de mínima tensión combinada con un retardo.

La tercera sección analiza el efecto de las mismas protecciones sobre el régimen transitorio del sistema eléctrico peninsular.

4.1 Efecto de varios parámetros sobre la estabilidad de un parque

La protección de mínima tensión establecida por la legislación española [33] provoca la desconexión de los parques eólicos cuando la tensión desciende por debajo de un umbral. Sin embargo, el incremento del número de parques conectados a la red eléctrica aconseja la permanencia de la generación eólica incluso después de una falta o de un hueco de tensión. En esta situación, algunas compañías eléctricas han comenzado a exigir a las instalaciones eólicas permanecer conectadas después de un cortocircuito trifásico en la red [3].

Esta sección presenta un estudio sistemático del efecto sobre la estabilidad transitoria de varios parámetros de diseño de un parque eólico. El parque está constituido por tres turbinas de velocidad fija y generadores de inducción. La estabilidad de cada caso ha sido evaluada mediante la determinación del tiempo crítico de despeje de falta ante un cortocircuito trifásico en un punto próximo al parque.

4.1.1 Caso base

El sistema eléctrico estudiado contiene tres aerogeneradores conectados a un nudo de potencia infinita mediante un transformador y dos líneas en paralelo, tal como indica la figura 4.1. Cada uno de los aerogeneradores equivale a un conjunto de turbinas idénticas, conectadas en paralelo y que reciben el mismo viento, de manera que se encuentran en el mismo punto de funcionamiento. El nudo de potencia infinita representa a la red de transporte.

La velocidad del viento es máxima en la turbina uno, desciende aproximadamente un 10% en la turbina dos y otro 10% en la tres. Este descenso de la velocidad del viento representa el

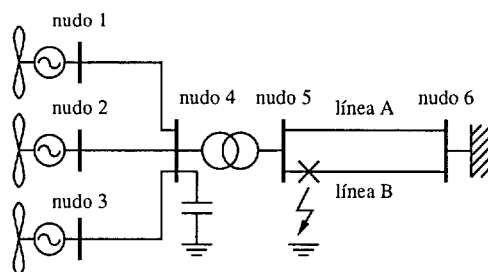


Figura 4.1: Caso base.

efecto estela ejercido por una turbina sobre otra situada a sotavento [25]. El viento incide sobre la turbina conectada en el nudo uno, tal como indica la figura 4.2. La potencia reactiva consumida por el parque eólico es compensada parcialmente por una batería de condensadores conectada en el lado de baja tensión del transformador.

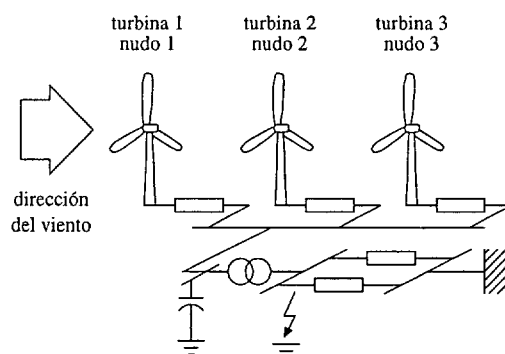


Figura 4.2: Dirección del viento.

Los parámetros de los aerogeneradores han sido tomados de un modelo comercial. La potencia de salida está limitada a vientos altos por el método de entrada en pérdidas, de manera que a partir de una determinada velocidad de viento la potencia eléctrica comienza a decrecer. La figura 4.3 muestra la curva potencia/viento del aerogenerador modelado. El resto de los parámetros, tanto de los aerogeneradores como de la red eléctrica, están recogidos en el apéndice B.2. Los puntos de funcionamiento iniciales de cada aerogenerador se muestran en la tabla 4.1.

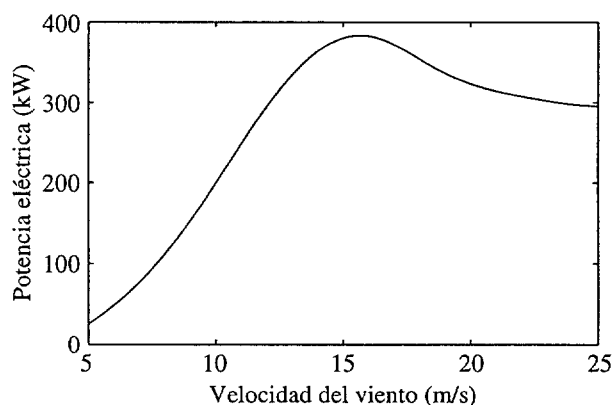


Figura 4.3: Curva característica potencia/viento.

Un cortocircuito trifásico es aplicado en el nudo dos en el instante t_0 , en la línea indicada en

	Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3
Velocidad del viento (m/s)	22,7	20,6	18,8
Potencia eléctrica (p.u.)	0,82	0,86	0,93

Tabla 4.1: Condiciones iniciales.

la figura 4.1, y es despejado en el instante $t_0 + t_{df}$ mediante la desconexión de la línea afectada. La condición establecida para determinar si un caso es o no estable es que, diez segundos después del despeje del fallo, el deslizamiento de todos los generadores del parque sea inferior al 8%.

La figura 4.4 muestra un ejemplo de caso inestable. En el instante $t = 0,1$ se produce el fallo, y en el instante $t = 0,235$ es despejado. Las turbinas uno y dos recuperan una velocidad próxima a la de sincronismo, pero la turbina tres se acelera indefinidamente. Es interesante observar que, en este caso particular, el aerogenerador inestable es el que recibe una velocidad de viento menor.

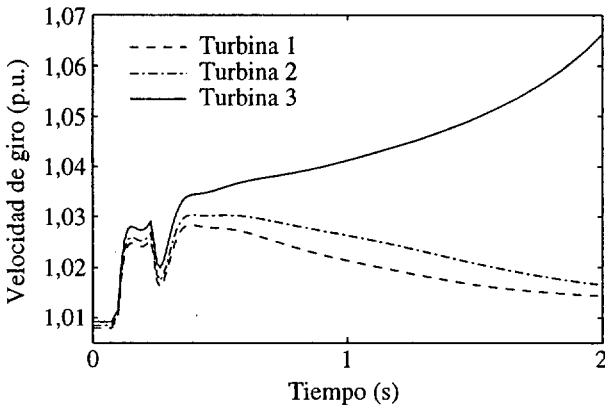


Figura 4.4: Ejemplo de caso inestable.

El efecto de cada variable sobre la estabilidad ha sido determinado asignando distintos valores a la variable y determinando para cada uno de ellos el tiempo crítico de despeje de falta mediante simulaciones sucesivas. Cada simulación proporciona un límite inferior o superior del tiempo crítico de despeje de falta, según el resultado sea estable o inestable, respectivamente. Por tanto, el resultado no es un tiempo determinado, sino un intervalo de tiempos, como puede observarse en las secciones siguientes. La ejecución de un número elevado de simulaciones proporciona un intervalo suficientemente reducido, y permite obtener conclusiones sobre la relación entre la variable estudiada y la estabilidad del parque eólico.

4.1.2 Influencia de los parámetros eléctricos

Esta sección muestra la influencia sobre el tiempo crítico de despeje de falta de distintos parámetros eléctricos. Las variables estudiadas son la potencia de cortocircuito del punto de conexión del parque, la compensación de potencia reactiva en el parque y la distancia entre el parque y el fallo.

Potencia de cortocircuito

La normativa española establece una potencia de cortocircuito mínima en el punto de conexión del parque eólico igual a veinte veces la potencia nominal del parque [33], con el fin de evitar las fluctuaciones de tensión. El efecto de la potencia de cortocircuito sobre la estabilidad ha sido evaluado mediante la variación de la impedancia de las líneas A y B.

La figura 4.5 muestra los resultados de las simulaciones. Sobre el eje de abscisas se representa la potencia de cortocircuito en el punto de conexión del parque eólico partida por la potencia nominal del parque. El incremento de la potencia de cortocircuito, a través de la disminución

de la impedancia de las líneas A y B, equivale a *acercar* eléctricamente el parque a la red de transporte, y tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad. Sin embargo, este efecto no es lineal. En puntos de conexión muy débiles la influencia de la potencia de cortocircuito es mucho mayor. A medida que el punto de conexión es más fuerte, la influencia de la potencia de cortocircuito es menor. La curva presenta un codo que coincide aproximadamente con la relación $S_{cc}/S_n = 20$ establecida por la legislación española. A partir de este codo, la reducción de la impedancia de la línea de conexión tiene un efecto reducido sobre la estabilidad transitoria del parque.

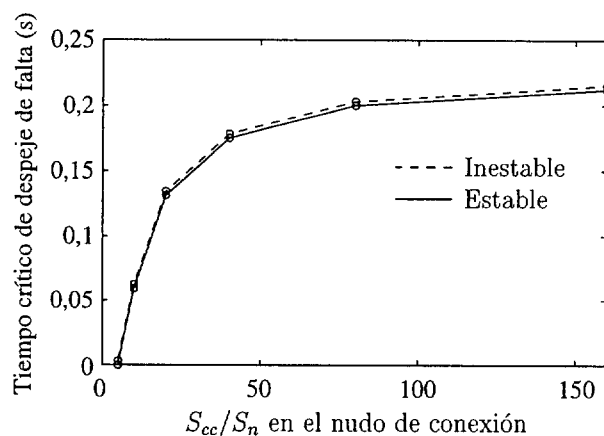


Figura 4.5: Influencia de la potencia de cortocircuito.

Compensación de potencia reactiva

Los generadores de inducción consumen siempre potencia reactiva. La compensación de este consumo se efectúa en el caso base a través de la batería de condensadores conectada en el nudo cuatro. La figura 4.6 representa el efecto de la potencia reactiva generada por la batería de condensadores sobre el tiempo crítico de despeje de falta.

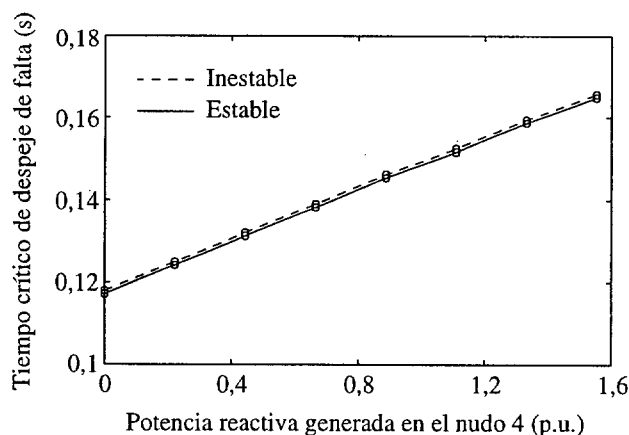


Figura 4.6: Influencia de la potencia reactiva generada en el parque.

Como puede comprobarse, la compensación de la potencia reactiva consumida por el parque tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad transitoria del parque. Este efecto es debido a que durante el fallo los generadores de inducción se desmagnetizan. Una vez que el fallo es despejado, los generadores deben magnetizarse de nuevo consumiendo una gran cantidad de potencia reactiva de la red, por lo que la existencia de una fuente de reactiva cercana ejerce un efecto beneficioso.

También puede observarse que la relación entre el tamaño de la batería de condensadores y el tiempo crítico de despeje de falta es aproximadamente lineal.

La figura 4.7 muestra la relación entre el factor de potencia del parque y el tiempo crítico de despeje de falta. Esta figura puede obtenerse a partir de la figura 4.6 mediante una simple transformación matemática. Como puede comprobarse, el incremento del factor de potencia de la instalación influye beneficiosamente sobre su estabilidad transitoria. Este efecto es más acusado en las proximidades del factor de potencia unidad.

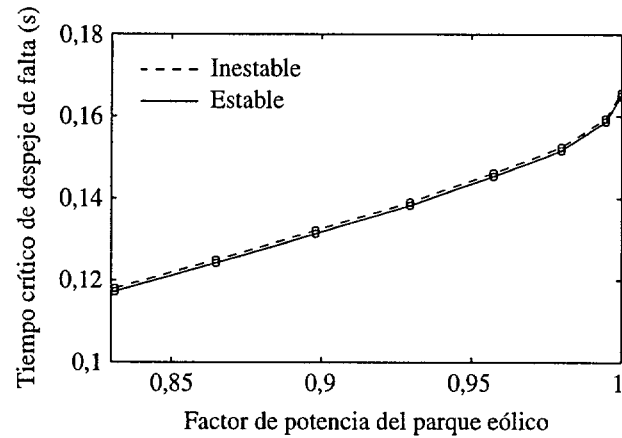


Figura 4.7: Influencia del factor de potencia.

Distancia al fallo

El efecto sobre el tiempo crítico de despeje de falta de la distancia entre el parque y el fallo ha sido evaluado simulando varios cortocircuitos en distintos puntos de la línea B. La figura 4.8 muestra los resultados de este estudio. Sobre el eje de abscisas se representa la distancia normalizada entre el parque y el fallo. La distancia cero equivale a un fallo en la línea B junto al nudo cinco, tal como se describió en el caso base. La distancia uno equivale a un fallo en la línea B junto al nudo seis.

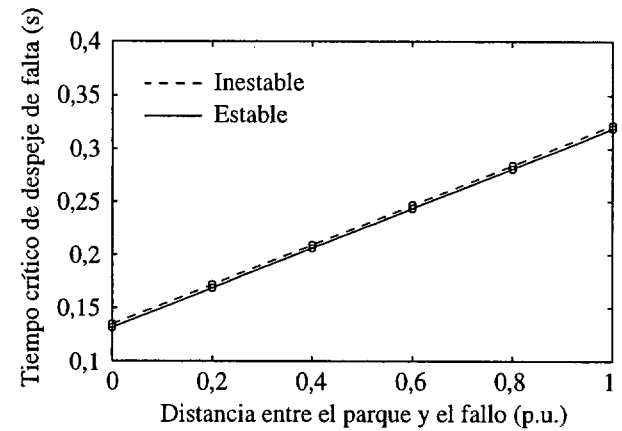


Figura 4.8: Influencia de la distancia del fallo al parque.

Como puede observarse la relación es aproximadamente lineal, de manera que cuanto más lejos del parque se produce el fallo, mayor es el tiempo crítico de despeje de falta, y por tanto más estable es el sistema.



4.1.3 Influencia de los parámetros mecánicos

Esta sección muestra la influencia sobre el tiempo crítico de despeje de falta de distintos parámetros mecánicos de los aerogeneradores. Las variables estudiadas son la inercia de las palas y la frecuencia de resonancia del acoplamiento mecánico,

Inercia de la turbina

El peso de las palas es un factor de diseño importante en un aerogenerador, y varía según el tamaño y el material de fabricación. El efecto de la inercia de las palas sobre el tiempo crítico de despeje de falta ha sido evaluado mediante la variación de la inercia del eje de baja de velocidad. En todos los casos, la frecuencia de resonancia del acoplamiento mecánico ha sido mantenida constante.

La figura 4.9 muestra los resultados de este estudio. Como puede observarse, el incremento de la inercia del rotor ejerce un efecto beneficioso sobre la estabilidad del parque eólico, según una relación aproximadamente lineal. La razón es que el aumento de la inercia disminuye la aceleración del rotor durante el fallo, favoreciendo la recuperación de la velocidad cuando se recupera el par electromagnético.

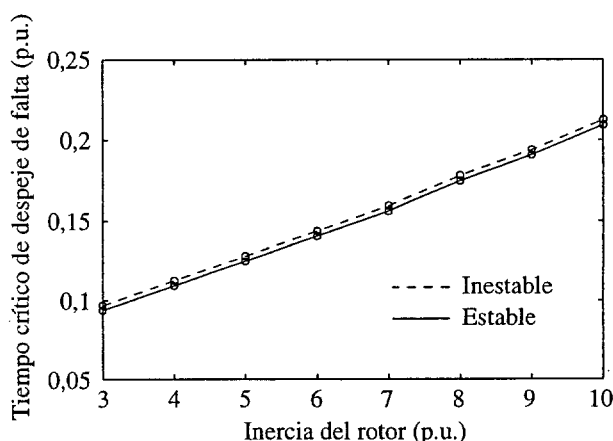


Figura 4.9: Influencia de la inercia de la turbina.

Frecuencia de resonancia mecánica

El efecto de la frecuencia de resonancia mecánica entre el eje de alta y el de baja velocidad sobre la estabilidad del sistema ha sido estudiado modificando la constante de rigidez K_{bg} del acoplamiento entre ambos ejes. El amortiguamiento del acoplamiento D_{bg} ha sido mantenido constante en todas las simulaciones e igual a 0,7 veces el amortiguamiento crítico.

Como puede observarse en la figura 4.10, un acoplamiento excesivamente elástico perjudica a la estabilidad transitoria del sistema. Sin embargo, a partir de una determinada frecuencia de resonancia, la rigidez del acoplamiento apenas influye sobre el tiempo crítico de despeje de falta. La razón de este comportamiento es que un acoplamiento excesivamente elástico permite fluctuar a un eje respecto al otro, de manera que las oscilaciones entre el eje de alta velocidad y el de baja velocidad favorecen la inestabilidad del sistema.

4.1.4 Velocidad del viento

Esta sección analiza la influencia sobre la estabilidad transitoria de la potencia generada por el parque eólico y de la velocidad del viento incidente. La figura 4.11 muestra la relación entre la potencia eléctrica saliente del parque y el tiempo crítico de despeje de falta. Esta figura revela dos fenómenos distintos. En primer lugar, el incremento de la potencia eléctrica generada por el parque

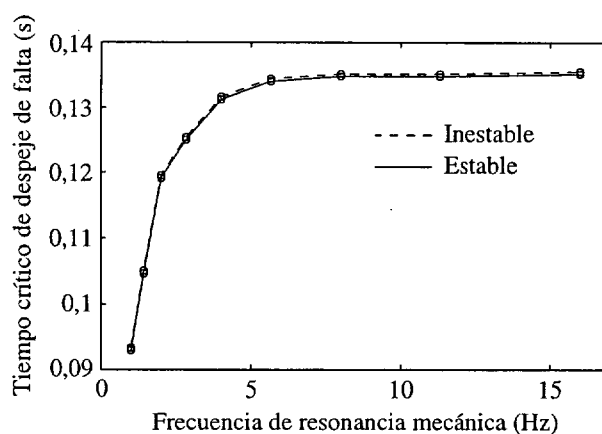


Figura 4.10: Influencia de la frecuencia de resonancia mecánica.

provoca un descenso del tiempo crítico de despeje de falta, y por tanto influye negativamente sobre la estabilidad del parque. En segundo lugar, una potencia generada suficientemente alta puede corresponder a dos velocidades del viento distintas, una por encima y otra por debajo de la velocidad de referencia, como puede verse en la figura 4.3. Cada una de las dos velocidades de viento corresponde a un punto de funcionamiento y proporcionan un tiempo crítico de despeje de falta distinto.

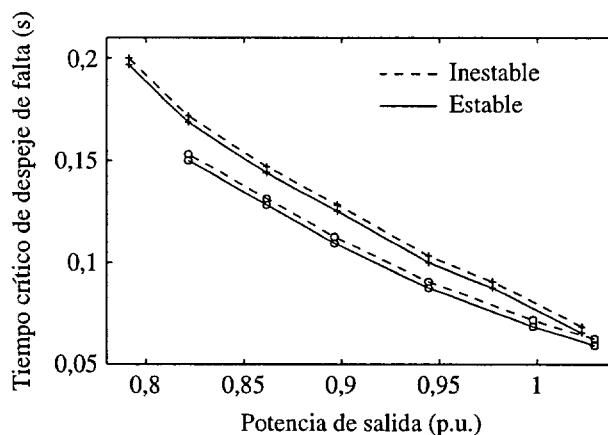


Figura 4.11: Influencia de la potencia generada.

La influencia negativa de la potencia sobre la estabilidad es debida a que la potencia mecánica entrante a la turbina permanece aproximadamente constante durante el fallo. Una potencia mayor provoca una aceleración del rotor mayor, lo cual dificulta el restablecimiento de la velocidad cuando el fallo es despejado.

La relación entre el viento y la estabilidad es menos clara y merece un análisis más detallado. La figura 4.12 representa la relación entre la velocidad del viento y el tiempo crítico de despeje de falta. Esta figura tiene un aspecto parecido a la figura 4.3 cabeza abajo. La razón es que, como indicaba la gráfica 4.11, las velocidades de viento a las que la potencia generada es mayor son aquellas en las que el tiempo crítico de despeje de falta es menor.

Con el fin de estudiar el efecto del viento independientemente de la potencia, han sido ejecutadas dos simulaciones partiendo de la misma potencia en el parque eólico, pero generada por dos vientos distintos. La figura 4.13 representa los dos puntos de funcionamiento iniciales. En el caso del viento menor, el sistema es estable para un tiempo de despeje de falta de 140 ms. En el caso

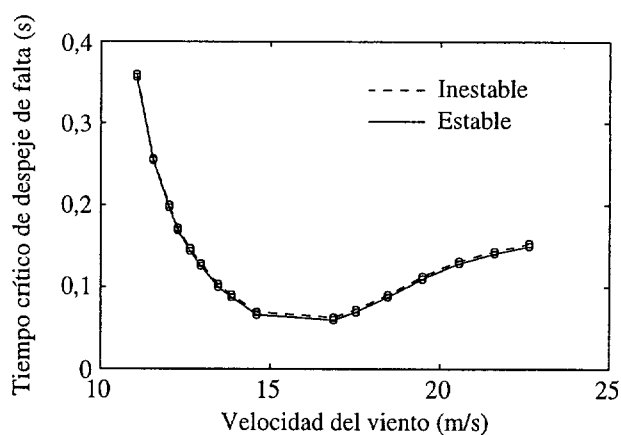


Figura 4.12: Influencia de la velocidad del viento.

del viento mayor, el sistema es inestable para un tiempo de despeje de falta de 127 ms.

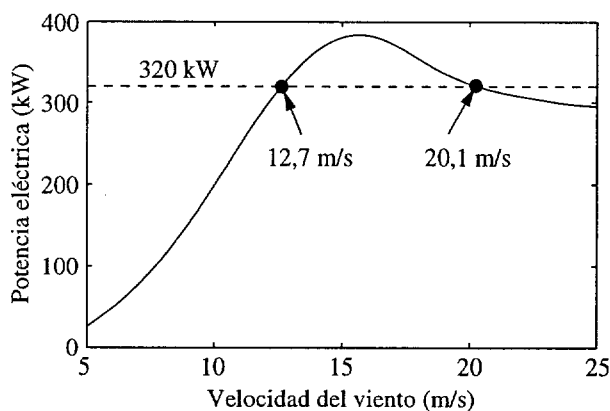


Figura 4.13: Generación de la misma potencia con distinto viento.

Esta diferencia puede ser explicada siguiendo un razonamiento similar al desarrollado en la sección 3.2.2. La figura 4.14 representa esta potencia mecánica cuando el sistema en ambos puntos de funcionamiento es sometido a dos fallos idénticos. Como puede comprobarse, la potencia mecánica entrante crece sensiblemente más en el caso del viento alto que en el caso del viento bajo. Dado que el viento es considerado constante, la ecuación 2.6, que representa la potencia mecánica, puede expresarse de la siguiente forma:

$$P_v = K C_p \quad (4.1)$$

donde la constante K engloba a la velocidad del viento al cubo y a otros parámetros que permanecen fijos durante la simulación. En el caso del viento alto la constante K es mucho mayor que en el caso del viento bajo, puesto que K se ve afectada por el cubo de la velocidad del viento. El incremento de la potencia mecánica puede expresarse como

$$\Delta P_v = K \Delta C_p \quad (4.2)$$

Dado que K es mayor en el caso del viento alto, un mismo incremento de C_p durante la simulación provoca un incremento de la potencia mayor en el caso del viento alto que en el caso del viento bajo.

El incremento neto del coeficiente de potencia C_p es parecido en los dos casos. La figura 4.15 muestra la evolución del punto de funcionamiento sobre la curva C_p/λ en ambas simulaciones. La

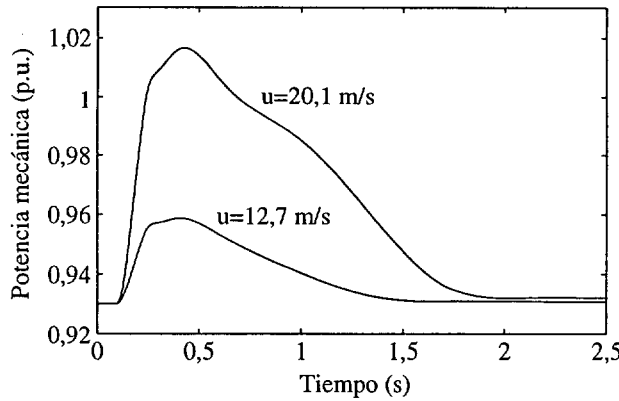


Figura 4.14: Potencia mecánica entrante a la turbina.

potencia mecánica en el momento del fallo es la misma en los dos casos, por lo que la aceleración del rotor es muy similar. Como consecuencia, el incremento del coeficiente de velocidad específica λ también es muy parecido. Finalmente, dado que las trayectorias en la figura 4.15 siguen una pendiente similar, el incremento de C_p es parecido en ambos casos.

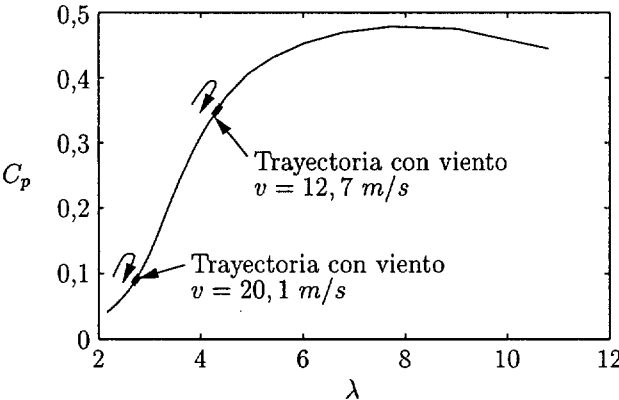


Figura 4.15: Trayectoria sobre las curvas C_p/λ .

4.2 Protección de mínima tensión con retardo

El comportamiento transitorio de los generadores de inducción después de una perturbación se encuentra estrechamente ligado a la evolución de la tensión y al flujo de potencia reactiva en el sistema eléctrico. Por esta razón, en un sistema eléctrico con un porcentaje significativo de este tipo de generadores las protecciones de mínima tensión ejercen un efecto determinante sobre la estabilidad transitoria.

La protección de mínima tensión de parques eólicos establecida por la legislación española [33] determina la desconexión instantánea de los parques cuando la tensión desciende por debajo del 85% de su valor nominal. Este mecanismo provoca la desconexión de los parques eólicos ante fallos cercanos en la red, y puede ocasionar la pérdida de gran parte de la generación eólica si se produce un cortocircuito en la red de transporte.

Una de las propuestas más interesantes de protección de mínima tensión de parques eólicos consiste en combinar el umbral de tensión con un retardo. La figura 4.16 muestra el funcionamiento de la protección. Cuando la tensión desciende por debajo de un valor, en este caso el 85% de la tensión nominal, la protección compara la tensión medida con un umbral que inicialmente es el 25%

del valor nominal, y que entre los 100 ms y los 400 ms crece linealmente hasta alcanzar de nuevo el 85% del valor nominal. Si la tensión medida cae por debajo de dicho umbral, el parque eólico es desconectado, en caso contrario el parque permanece conectado. En la misma figura, un parque cuya tensión después de una perturbación siguiese la trayectoria uno permanecería conectado, y un parque que siguiese la trayectoria dos sería desconectado al alcanzar la tensión mínima. El propósito de esta técnica es conservar aquellas turbinas menos afectadas por un fallo y desconectar aquellas que, debido a la pérdida del flujo magnético, pueden comprometer la recuperación de la tensión en el sistema.

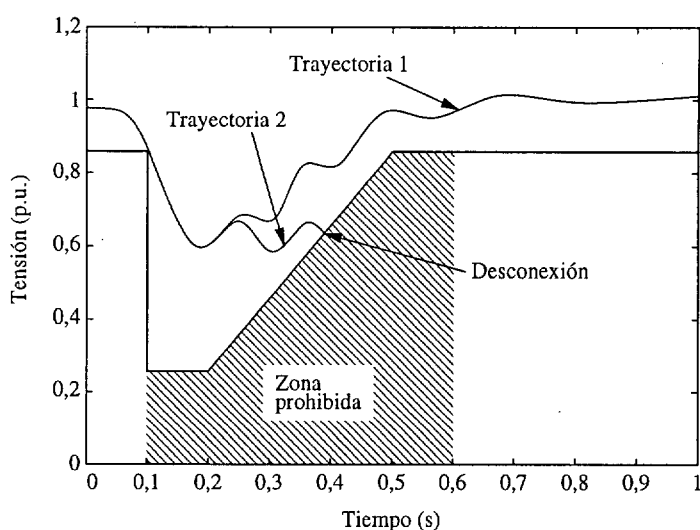


Figura 4.16: Protección de mínima tensión con retardo.

Esta sección presenta un estudio más detallado de esta protección a través de la simulación de un cortocircuito en un sistema con un porcentaje elevado de generación eólica, y analiza la repercusión de la protección sobre los parques en función de su situación en la red.

4.2.1 Efecto sobre un área de generación eólica

El sistema de la figura 4.17 representa un área de producción de energía eólica. La red es modelada mediante un nudo de potencia infinita. Los aerogeneradores conectados en los nudos 4, 5, 6 y 7 representan a parque eólicos que aportan potencia a la red a través de dos líneas en paralelo entre los nudos tres y uno. Todas las turbinas son de velocidad fija, con generadores de inducción y control de potencia por entrada en pérdidas. En los nudos de conexión de los parques varias baterías de condensadores compensan parcialmente la potencia reactiva consumida por los aerogeneradores. Los parámetros de los aerogeneradores están recogidos en la sección B.2.

Sobre este sistema han sido simulados dos casos distintos, correspondientes a un cortocircuito trifásico en el centro de una de las dos líneas en paralelo y en un punto cercano al área de producción eólica.

Cortocircuito en el punto central de la línea

El primer caso consiste en un cortocircuito en el centro de una de las líneas, tal como indica la figura 4.17. El cortocircuito se aplica en el instante $t = 0,14$ ms y se despeja a los 100 ms mediante la desconexión de la línea afectada.

La figura 4.18 representa la tensión en los nudos de conexión de los parques eólicos. Para conseguir mayor claridad en la gráfica, sólo se representa la tensión en cada parque mientras permanece conectado. Como puede observarse, la protección actúa en los parques conectados en los nudos 5 y 7, que son los más alejados de la red de transporte. La desconexión de los parques

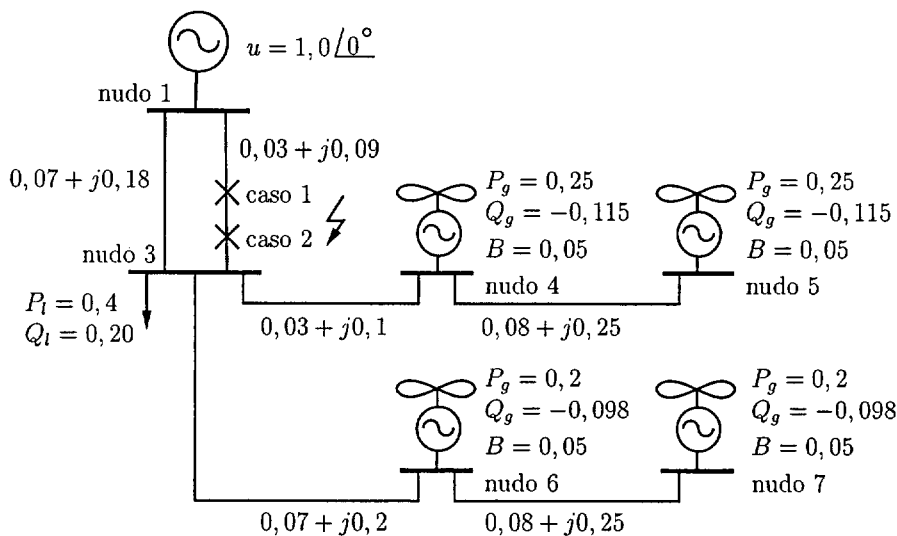


Figura 4.17: Área de generación eólica.

provoca una subida inmediata de la tensión en los nudos vecinos, lo que evita la desconexión de los parques en los nudos 4 y 6.

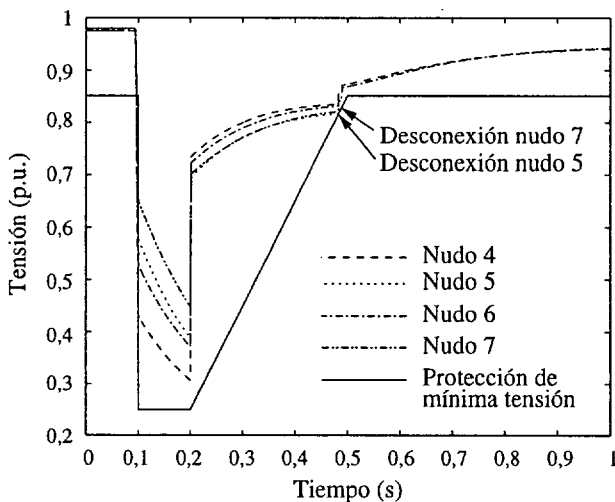


Figura 4.18: Tensión en los aerogeneradores tras un cortocircuito alejado del parque.

En este caso la actuación de la protección provoca dos efectos beneficiosos sobre el sistema. En primer lugar, permite conservar la mitad de la producción eólica, cuando la protección actual habría provocado la desconexión de todos los parques. En segundo lugar, facilita la recuperación de la tensión en los nudos cercanos a los parques desconectados.

La figura 4.19 representa la evolución de la tensión en el nudo tres, donde está conectada la carga, con y sin la protección de mínima tensión con retardo. Los dos pequeños escalones cerca de $t = 0,5$ segundos corresponden a la desconexión de los dos parques eólicos.

Cortocircuito cerca de los parques eólicos

El segundo caso consiste en un cortocircuito similar provocado en un punto más cercano al área de producción eólica, a una distancia tal que la impedancia entre el nudo tres y el punto del cortocircuito es un cuarto de la impedancia total de la línea. Este caso es el marcado en la

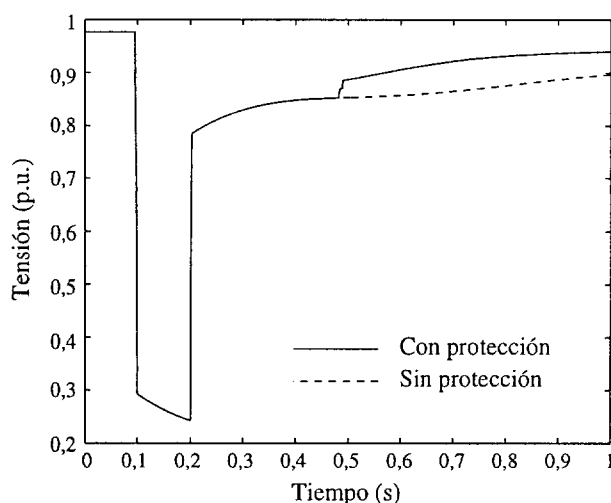


Figura 4.19: Tensión en el nudo tres con y sin protección de mínima tensión.

figura 4.17 como “caso 2”.

La cercanía del fallo a los parques provoca una caída de tensión mayor en éstos. La figura 4.20 muestra la evolución de la tensión en los nudos en los que están conectados los parques. Como puede observarse, antes de que el fallo sea despejado uno de los parques alcanza el límite inferior de tensión y es desconectado por la protección. En este caso el parque desconectado es el más cercano al fallo. En este instante, la desconexión del parque no provoca una recuperación de la tensión en los nudos vecinos sino una caída adicional, como puede observarse en el nudo 5.

Una vez despejado el fallo, la tensión se recupera más rápidamente que si permaneciese conectado el parque en el nudo 4. Posteriormente, alrededor del instante $t = 0,5$ s, actúa la protección en el parque del nudo 7, el más alejado de la red de transporte, provocando una subida de tensión en los nudos vecinos. Al igual que en el caso uno, unos segundos después del fallo permanece la mitad de la generación eólica.

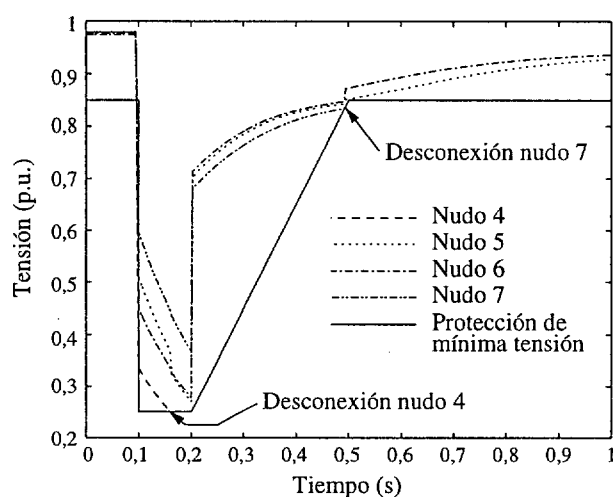


Figura 4.20: Tensión en los aerogeneradores tras un fallo cercano al parque.

4.2.2 Repercusión en un parque eólico

La sección anterior estudiaba el efecto de la aplicación de la protección con retardo a varios parques en una red de distribución. Esta sección estudia el efecto de la aplicación de la protección a los aerogeneradores individuales en el interior de un parque eólico.

La figura 4.21 muestra el diagrama unifilar del parque eólico. La agregación de aerogeneradores equivalentes no es aplicable en este caso, ya que las protecciones de mínima tensión son independientes para cada generador, y no es posible saber antes de la simulación qué turbinas serán desconectadas.

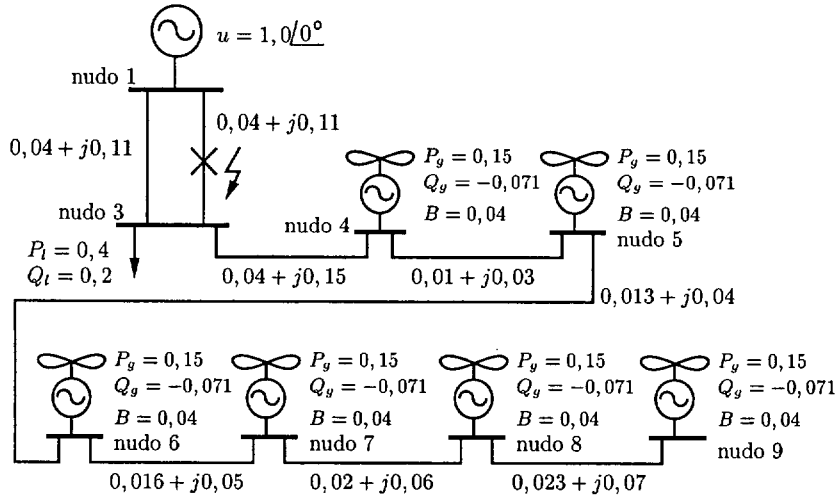


Figura 4.21: Parque eólico.

El caso estudiado es un cortocircuito trifásico en el centro de una de las líneas en paralelo, como muestra la figura 4.21. El fallo es despejado a los 100 ms mediante la desconexión de la línea afectada. Las figuras 4.22 y 4.23 muestran la evolución de la tensión en cada aerogenerador. La actuación de la protección después del despeje del fallo provoca la desconexión escalonada de las turbinas, empezando por la más alejada de la red. Cada desconexión genera una subida de tensión general en todos los nudos del parque. En este caso particular, la mitad de las máquinas quedan desconectadas una vez alcanzado el régimen permanente.

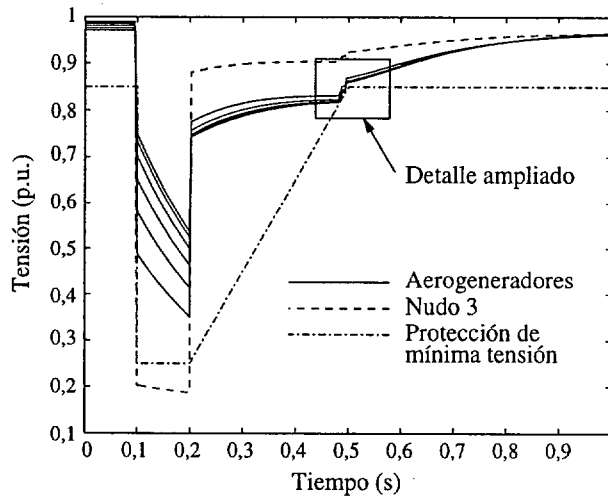


Figura 4.22: Tensión en los aerogeneradores de un parque eólico.

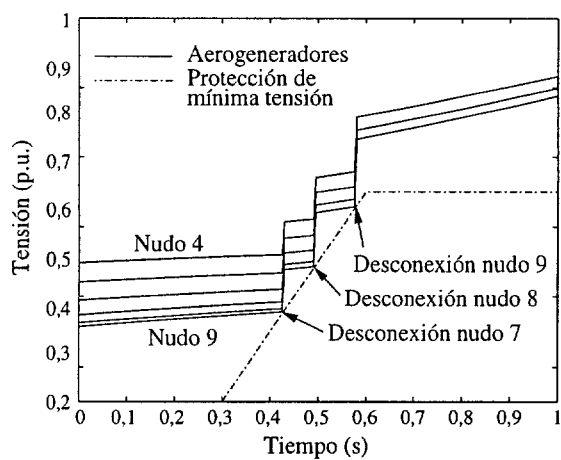


Figura 4.23: Detalle ampliado de la evolución de la tensión.

4.3 Aplicación al caso español

Esta sección presenta un estudio del comportamiento ante dos cortocircuitos de la red eléctrica peninsular, incluyendo la previsión de generación eólica en 2004 en Galicia y en el valle del Ebro estudiada por J. M. Rodríguez et. al [85]. El objetivo del estudio es comparar el efecto sobre el sistema de las protecciones de mínima tensión instantánea y con retardo, descritas en la sección anterior. Los casos simulados consisten en dos cortocircuitos trifásicos en distintos puntos de la red, y las variables analizadas son la tensión en el nudo afectado, la potencia activa intercambiada con Francia, y la localización de la generación eólica desconectada.

Los datos de la red, incluyendo las instalaciones eólicas, han sido proporcionados por Red Eléctrica de España. Todos los parques incluidos son de velocidad fija y con generador de inducción. Las tablas 4.2 y 4.3 contienen los parques incluidos en la previsión. En total, suman 1947 MW en Galicia y 3650 MW en la cuenca del Ebro.

Índice	Tensión (kV)	Potencia (MW)	Índice	Tensión (kV)	Potencia (MW)
1	132	65	10	132	50
2	132	298	11	132	185
3	132	73	12	132	30
4	132	95	13	220	20
5	132	40	14	220	337
6	132	68	15	220	85
7	132	30	16	220	57
8	132	100	17	220	240
9	132	174			

Tabla 4.2: Instalaciones eólicas simuladas en Galicia.

Los parques eólicos son representados mediante el modelo desarrollado en el capítulo 3. Han sido simulados dos puntos de funcionamiento del sistema, correspondientes a la situación punta de carga y a la situación valle. Los parques eólicos se han considerado siempre funcionando al máximo de su capacidad.

Los fallos simulados son:

- 1. Un cortocircuito trifásico en una subestación en el valle del Ebro, despejado a los 150 ms.
- 2. Un cortocircuito trifásico en una subestación en el noroeste peninsular, despejado a los 150 ms.

Índice	Tensión (kV)	Potencia (MW)	Índice	Tensión (kV)	Potencia (MW)
1	132	90	17	220	450
2	132	31	18	220	210
3	132	31	19	220	95
4	132	95	20	220	57
5	132	45	21	220	45
6	132	7	22	220	90
7	132	43	23	220	108
8	220	18	24	220	210
9	220	210	25	220	27
10	220	135	26	220	45
11	220	156	27	220	79
12	220	236	28	220	79
13	220	174	29	220	135
14	220	165	30	220	90
15	220	180	31	220	45
16	220	101			

Tabla 4.3: Instalaciones eólicas simuladas en la cuenca del Ebro.

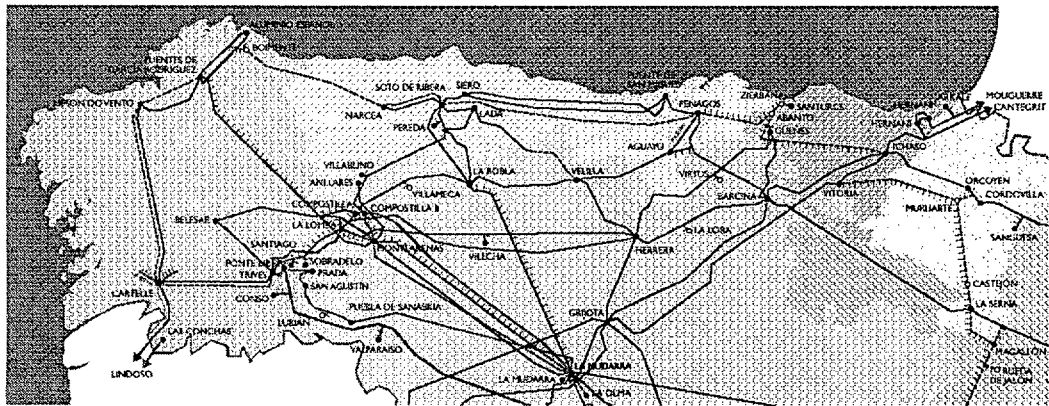


Figura 4.24: Red de transporte en el noroeste peninsular.

La figura 4.24 representa parte de la red eléctrica de transporte del noroeste peninsular. Cada uno de los fallos es próximo a una de las dos zonas de generación eólica modeladas en el estudio.

4.3.1 Situación punta de carga

En la situación punta de carga la demanda total de potencia en el sistema es aproximadamente 35200 MW. Por tanto, la generación eólica representa un 15% de la demanda.

Cortocircuito en el Valle del Ebro

Cada caso en esta sección ha sido estudiado equipando a los parques eólicos con las protecciones de mínima tensión instantánea y con retardo. La protección de mínima tensión instantánea es la vigente actualmente y provoca la desconexión del parque cuando la tensión cae por debajo del 85% de su valor nominal. La protección de mínima tensión con retardo es la descrita en la sección 4.2.

La protección con retardo permite, en comparación con la protección instantánea, conservar gran parte de la generación eólica después de un cortocircuito. La figura 4.25 muestra, sobre un mapa del norte de España, la situación de los parques eólicos simulados en el estudio y su estado al alcanzar el régimen permanente. Los círculos negros representan los parques desconectados, y

los círculos blancos los parques que permanecen conectados.

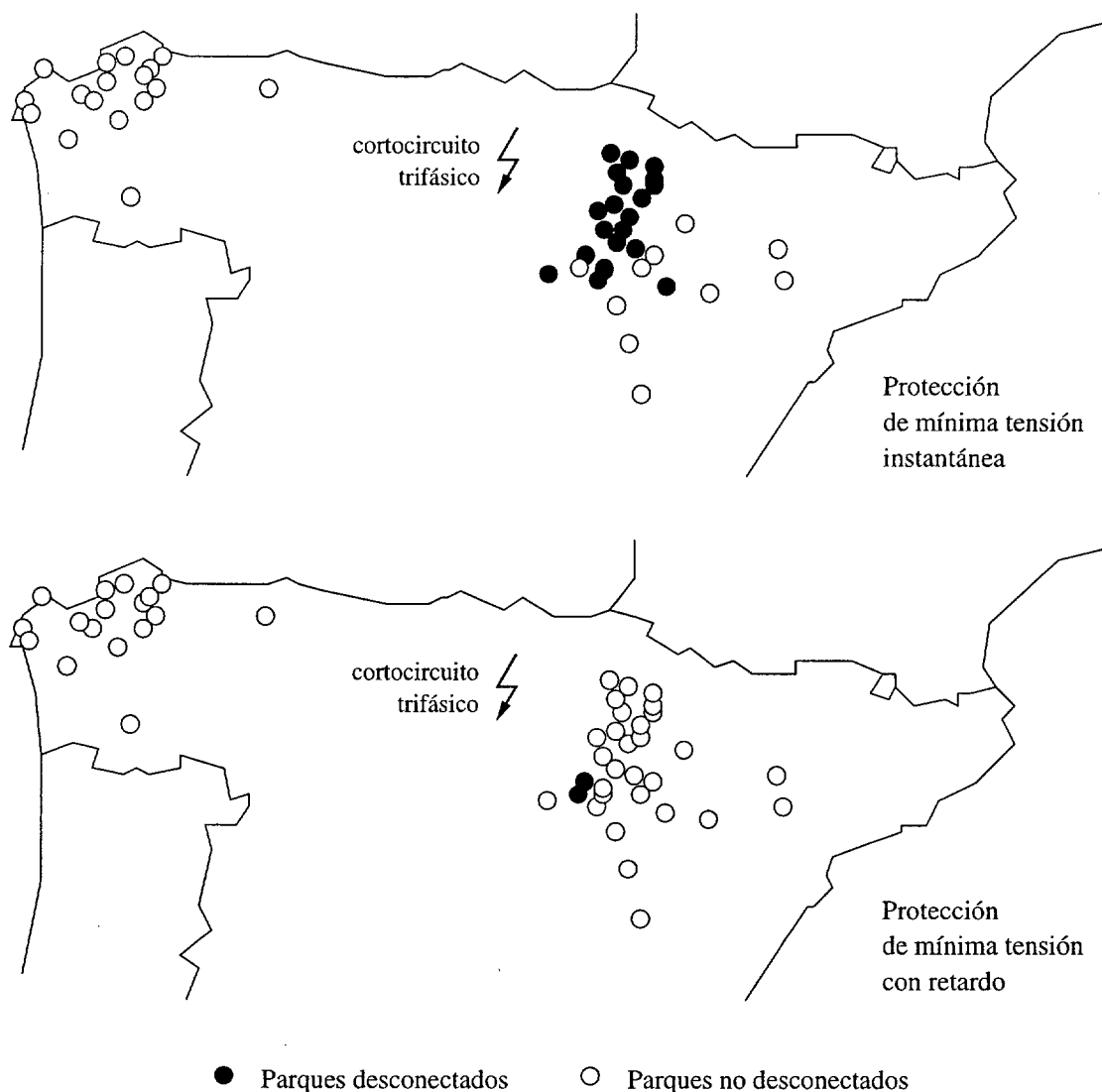


Figura 4.25: Parques desconectados tras un cortocircuito en el valle del Ebro en situación punta.

Esta figura revela dos fenómenos importantes. En primer lugar, al emplear la protección instantánea es desconectado un número sensiblemente mayor de parques eólicos en comparación que al emplear la protección con retardo. En segundo lugar, los parques eólicos más cercanos al cortocircuito son más propensos a ser desconectados.

La figura 4.26 representa la evolución de dos variables eléctricas en el caso de que los parques eólicos estén equipados con la protección de mínima tensión instantánea. A la izquierda de la figura se muestra la tensión en el nudo afectado, y a la derecha la potencia activa transmitida a través de la conexión de 400 kV entre Hernani (España) y Cantegrit (Francia).

Como puede observarse, la recuperación de la tensión es rápida. En general, la desmagnetización de los generadores de inducción en los parques eólicos puede dificultar la recuperación de la tensión. Sin embargo, en este caso la desconexión de los generadores de inducción por efecto de la protección de mínima tensión elimina este problema.

La potencia intercambiada con Francia a través de la línea Hernani-Cantegrit varía significa-

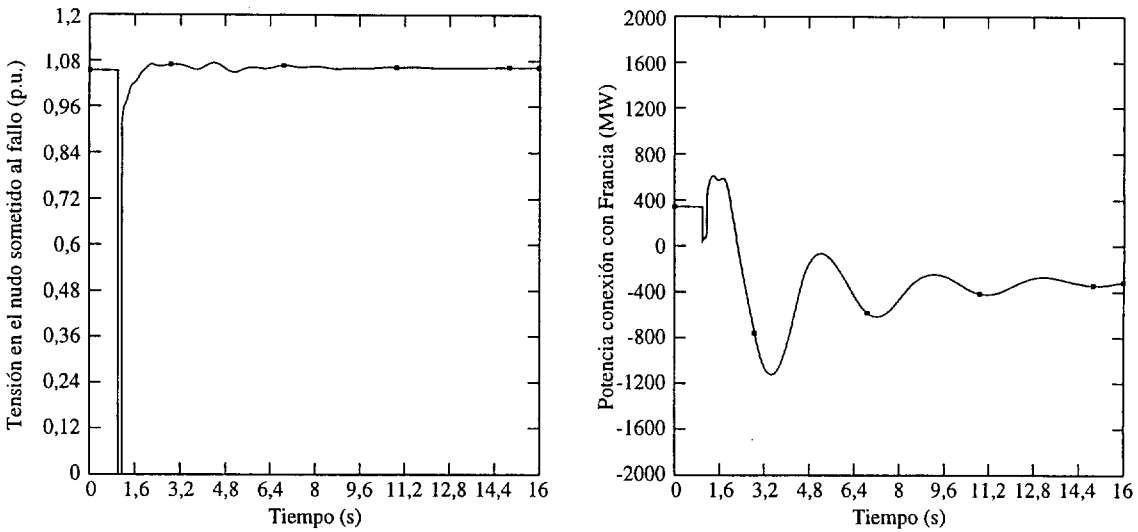


Figura 4.26: Cortocircuito en el valle del Ebro en situación punta con protección de mínima tensión instantánea.

tivamente a lo largo de la simulación. La razón es que la desconexión de los parques eólicos por efecto del fallo provoca una carencia de generación. La potencia necesaria para cubrir la demanda es aportada en parte por los generadores síncronos peninsulares, y en parte a través de la conexión con Francia.

Como consecuencia, el flujo de potencia a través de la línea, que inicialmente era de 400 MW desde España hacia Francia, se estabiliza finalmente en un flujo de 400 MW desde Francia hacia España. Por otro lado, la variación del flujo de potencia está poco amortiguada y presenta una sobreoscilación cercana al 100% aproximadamente dos segundos después del fallo.

La figura 4.27 representa la evolución de las mismas variables cuando los parques son equipados con la protección de mínima tensión con retardo, descrita en la figura 4.16.

La recuperación de la tensión también es rápida, si bien un poco más lenta en el caso de la protección de mínima tensión instantánea. Algunos generadores de inducción permanecen conectados a pesar de sufrir una caída de tensión considerable. Estos generadores consumen potencia reactiva después del despeje de fallo con el fin de recuperar el flujo magnético. Como consecuencia, inmediatamente después del fallo aumenta el consumo de potencia reactiva en el sistema, y la recuperación de la tensión es ligeramente más lenta.

La potencia a través de la conexión con Francia, representada a la derecha en la figura 4.27, también experimenta un incremento del flujo hacia España, como consecuencia de la desconexión de parques eólicos. Sin embargo, la protección con retardo permite la permanencia de un número elevado de parques. Por esta razón, el incremento del flujo de potencia hacia España es aproximadamente la mitad que al usar la protección instantánea, como puede verse comparando las figuras 4.26 y 4.27.

Cortocircuito en el Noroeste

La figura 4.28 muestra los parques eólicos desconectados en caso de producirse un cortocircuito en el noroeste. La parte superior de la figura corresponde a la protección de mínima tensión instantánea. Como puede observarse, los parques afectados son los más cercanos al fallo, situados en la zona de Galicia.

La parte inferior de la figura muestra el único parque desconectado al emplear la protección de mínima tensión con retardo. Este parque presenta dos características que perjudican la recu-



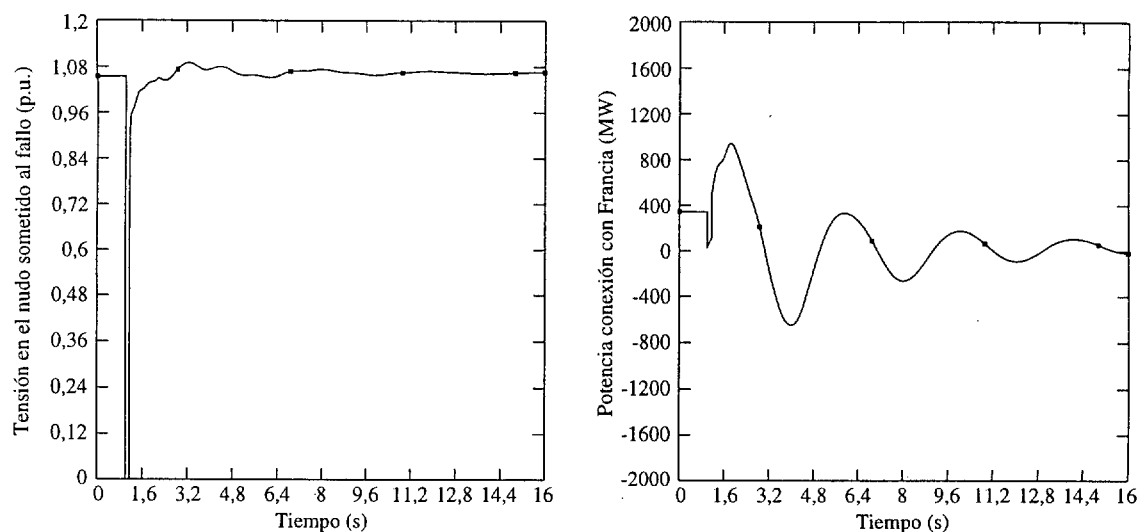


Figura 4.27: Cortocircuito en el valle del Ebro en situación punta con protección de mínima tensión con retardo.

peración de la tensión después de un fallo, y que por tanto favorecen su desconexión por parte de la protección de mínima tensión. En primer lugar, es un parque alejado de la red de transporte. Como se explicó en la sección 4.2.2, la protección con retardo tiende a desconectar los parques más alejados. En segundo lugar, la potencia nominal del parque es bastante elevada (450 MW), por lo que demanda una mayor cantidad de potencia reactiva para recuperar el flujo magnético en sus generadores.

Las figuras 4.29 y 4.30 muestran la tensión en el nudo afectado y el flujo de potencia activa en la interconexión con Francia, cuando los parques son equipados con la protección de mínima tensión instantánea y con retardo, respectivamente.

Comparando la evolución de la tensión en ambas figuras, puede comprobarse que la tensión se recupera rápidamente en ambos casos, si bien la recuperación es ligeramente más lenta en el caso de la protección con retardo por efecto de la demanda de potencia reactiva por parte de los parques eólicos que permanecen conectados.

Comparando la evolución del flujo de potencia puede observarse que, después de las correspondientes oscilaciones, el flujo tiende a estabilizarse en una situación en la que disminuye la potencia cedida a Francia. Este efecto es una consecuencia de la pérdida de generación eólica. En el caso de la protección de mínima tensión con retardo, la pérdida de generación eólica es menor, por lo que la disminución del flujo de potencia también es menor.

4.3.2 Situación valle de carga

En la situación valle de carga la generación eólica representa aproximadamente un 45% de la demanda. En estas condiciones, la respuesta transitoria de los parques eólicos es determinante para la estabilidad del sistema.

Cortocircuito en el valle del Ebro

La figura 4.31 muestra los parques eólicos desconectados en caso de producirse un cortocircuito en el valle del Ebro. La parte superior de la figura corresponde a la protección de mínima tensión instantánea, y la inferior a la protección con retardo. Al igual que en los casos anteriores, los parques afectados tienden a ser los más cercanos al fallo. Comparando esta figura con la 4.25, vemos

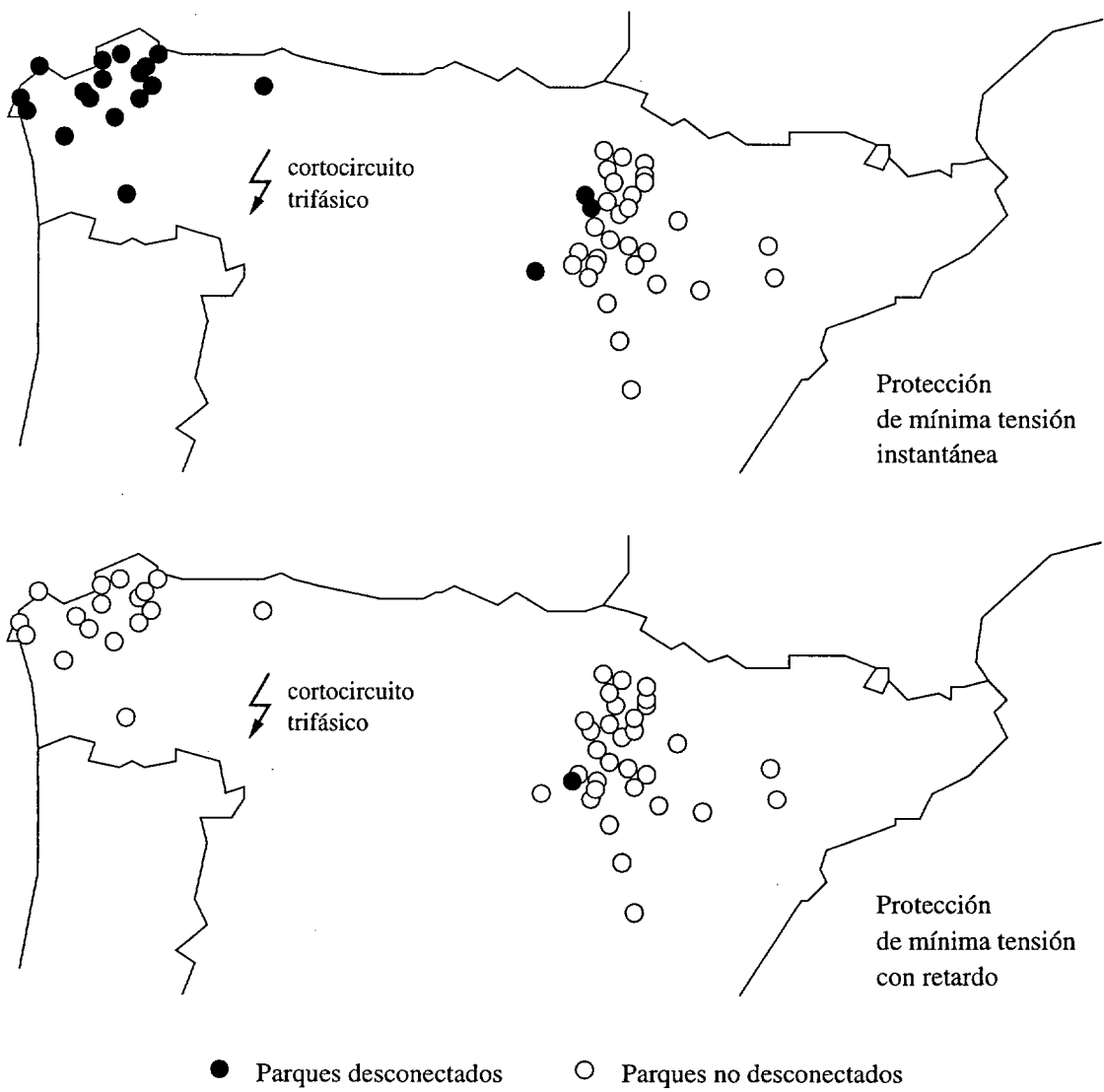


Figura 4.28: Parques desconectados tras un cortocircuito en el noroeste en situación punta.

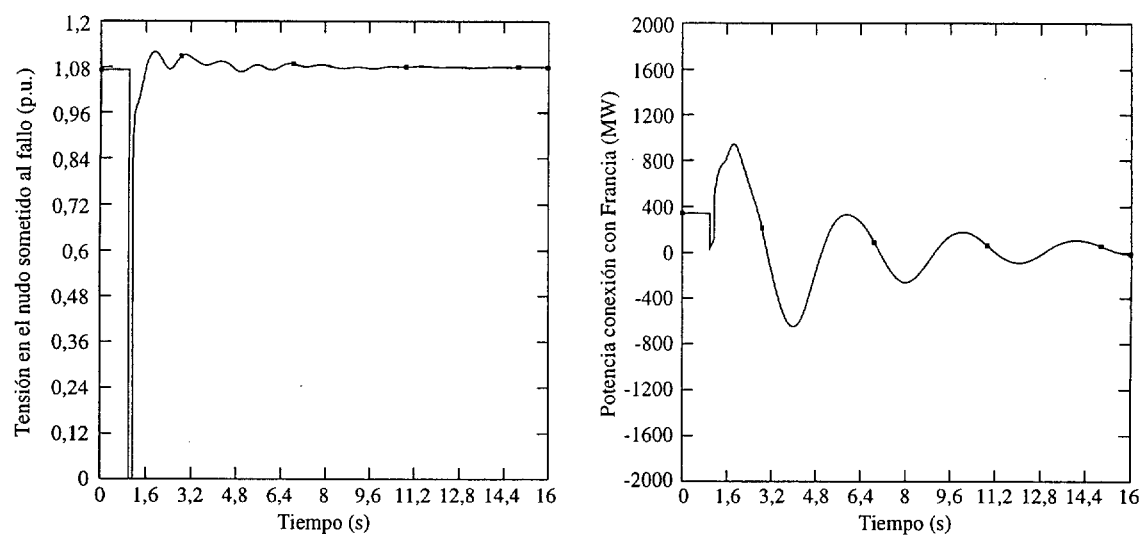


Figura 4.29: Cortocircuito en el noroeste en situación punta con protección de mínima tensión instantánea.

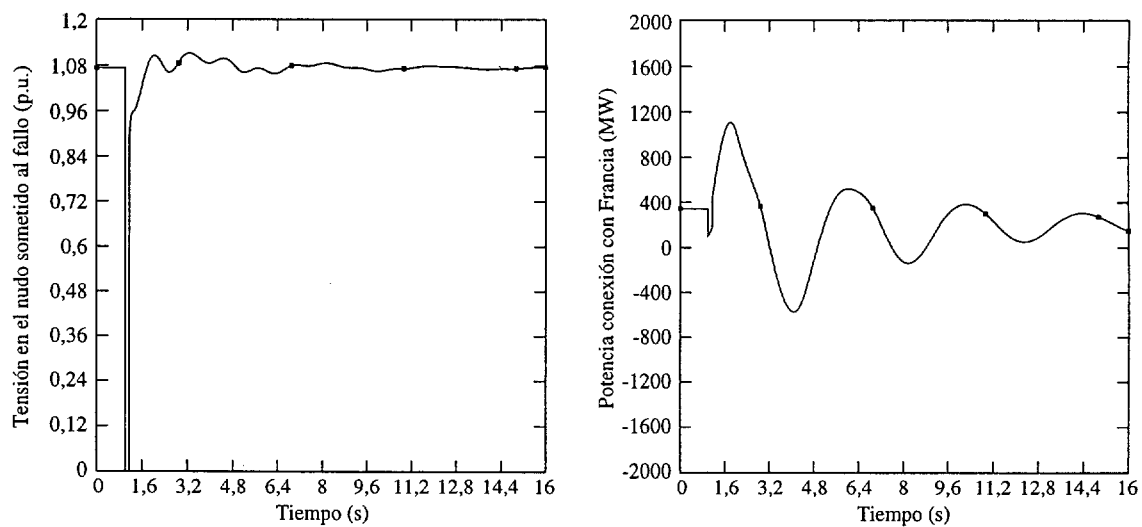


Figura 4.30: Cortocircuito en noroeste en situación punta con protección de mínima tensión con retardo.

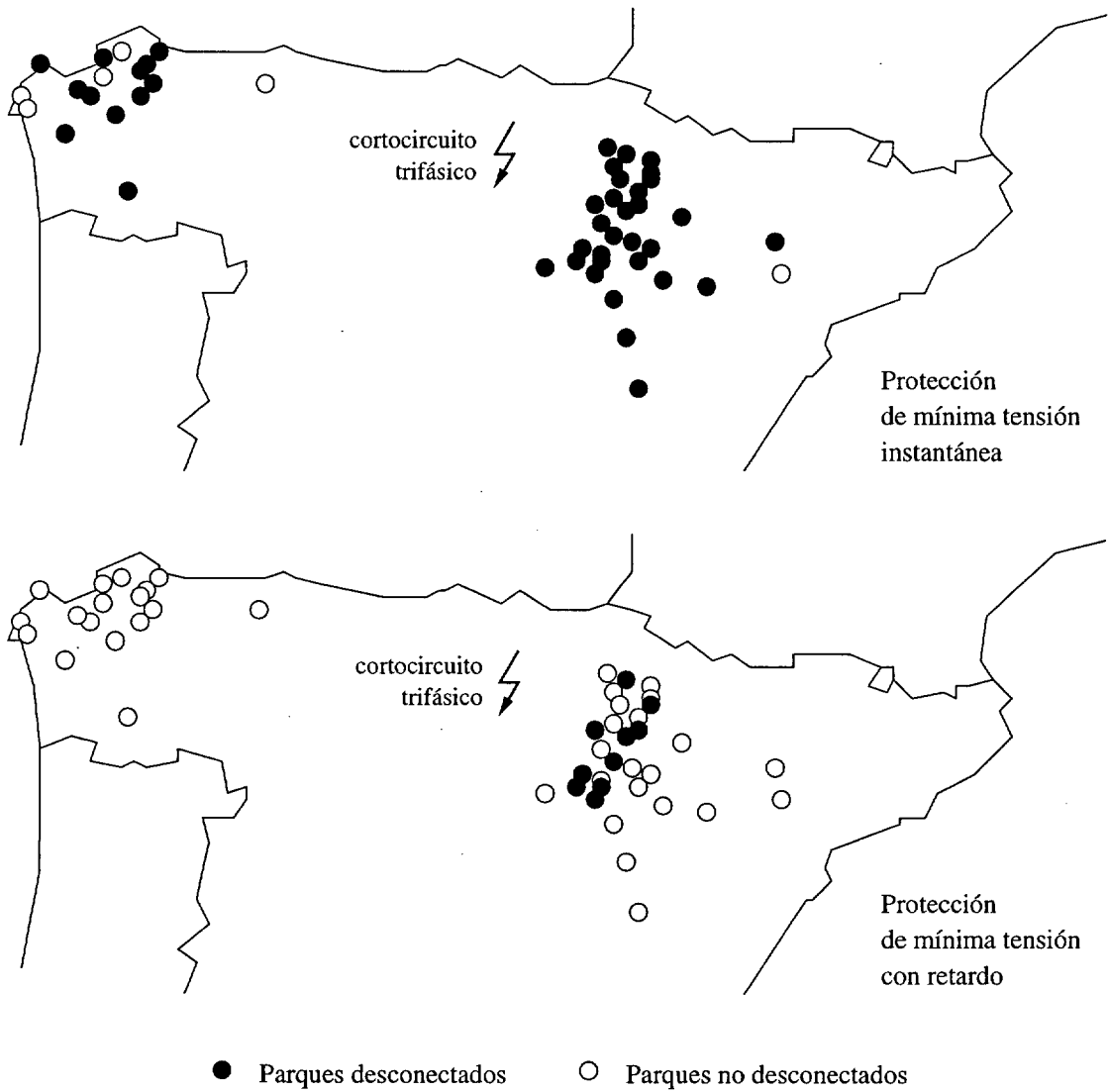


Figura 4.31: Parques desconectados tras un cortocircuito en el valle del Ebro en situación valle.

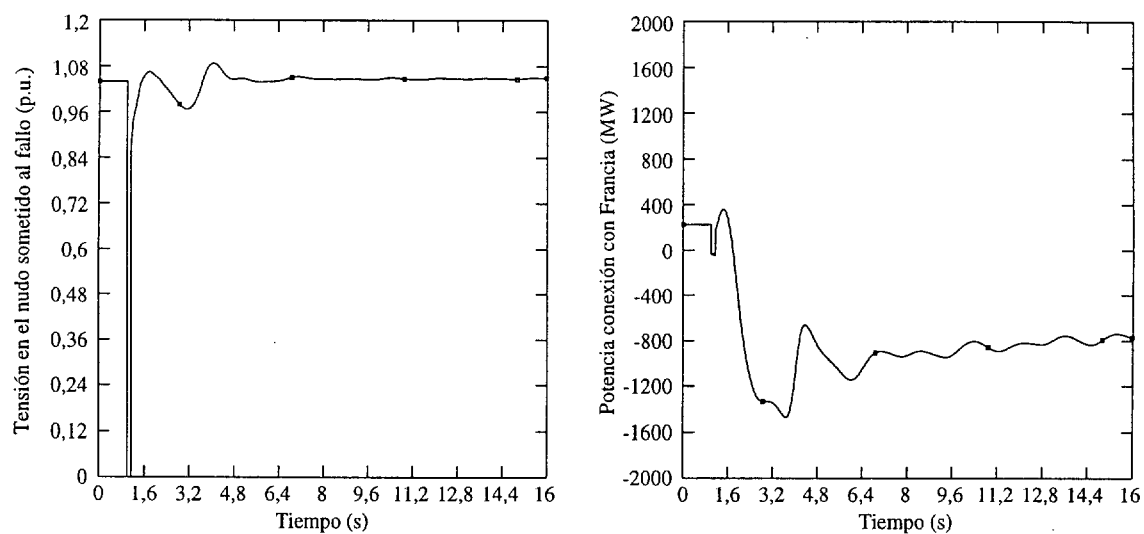


Figura 4.32: Cortocircuito en el valle del Ebro en situación valle con protección de mínima tensión instantánea.

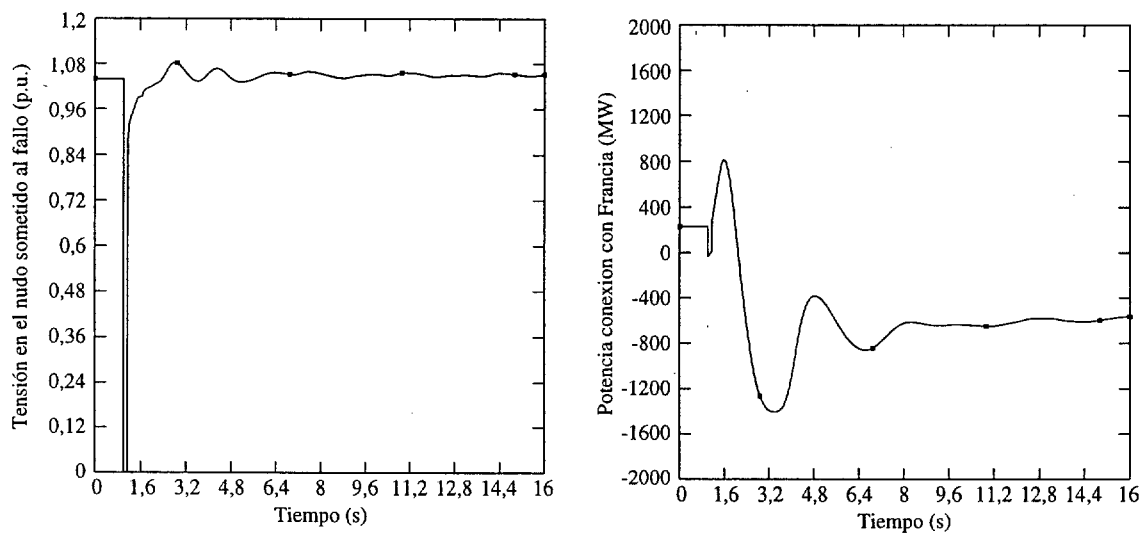


Figura 4.33: Cortocircuito en el valle del Ebro en situación valle con protección de mínima tensión con retardo.

que el número de parques desconectados aumenta sensiblemente en la situación valle respecto a la situación punta.

Las figuras 4.32 y 4.33 muestran la tensión en el nudo afectado y el flujo de potencia activa en la interconexión con Francia, cuando los parques son equipados con la protección de mínima tensión instantánea y con retardo, respectivamente. En ambas simulaciones la recuperación de la tensión es más lenta que en el mismo caso en situación punta. En el caso de la protección instantánea, la tensión sufre dos oscilaciones antes de estabilizarse. En el caso de la protección con retardo, la tensión se recupera más lentamente durante los dos segundos posteriores al fallo, por efecto del consumo de potencia reactiva por los aerogeneradores no desconectados.

Atendiendo al flujo de potencia, en la parte derecha de las figuras 4.32 y 4.33, podemos extraer varias conclusiones. En primer lugar y al igual que en casos anteriores, unos segundos después del fallo aumenta el flujo de potencia desde Francia hacia España, como consecuencia de la pérdida de generación eólica. Comparando estas figuras con las correspondientes a la situación punta de demanda vemos que la variación de potencia es mayor, lo cual se debe al mayor número de parques eólicos desconectados. Comparando la protección instantánea con la protección con retardo vemos que la variación de potencia es menor en el caso de la protección con retardo, debido también al menor número de parques desconectados.

Por otro lado, en el caso de la protección con retardo existe un incremento inicial de la potencia cedida a Francia inmediatamente después del despeje del fallo. En el caso de la protección instantánea este incremento inicial es mucho menor. La razón es que la protección instantánea desconecta inmediatamente los parques, lo cual provoca un defecto de potencia activa en España que atenúa la primera oscilación. En el caso de la protección con retardo, gran parte de los parques son desconectados con un retardo de aproximadamente medio segundo, por lo que la primera oscilación es menos amortiguada.

Cortocircuito en el noroeste

La figura 4.34 muestra los parques eólicos desconectados en caso de producirse un cortocircuito en el noroeste en situación valle de carga. La parte superior de la figura corresponde a la protección de mínima tensión instantánea, y la inferior a la protección con retardo. Al igual que en los demás casos, los parques afectados tienden a ser los más cercanos al fallo. Comparando esta figura con la 4.28, vemos que el número de parques desconectados aumenta sensiblemente en la situación valle respecto a la situación punta.

Las figuras 4.35 y 4.36 muestran la tensión en el nudo afectado y el flujo de potencia activa en la interconexión con Francia, cuando los parques son equipados con la protección de mínima tensión instantánea y con retardo, respectivamente. Las mismas conclusiones obtenidas en el caso del cortocircuito en el valle del Ebro son aplicables a este caso.



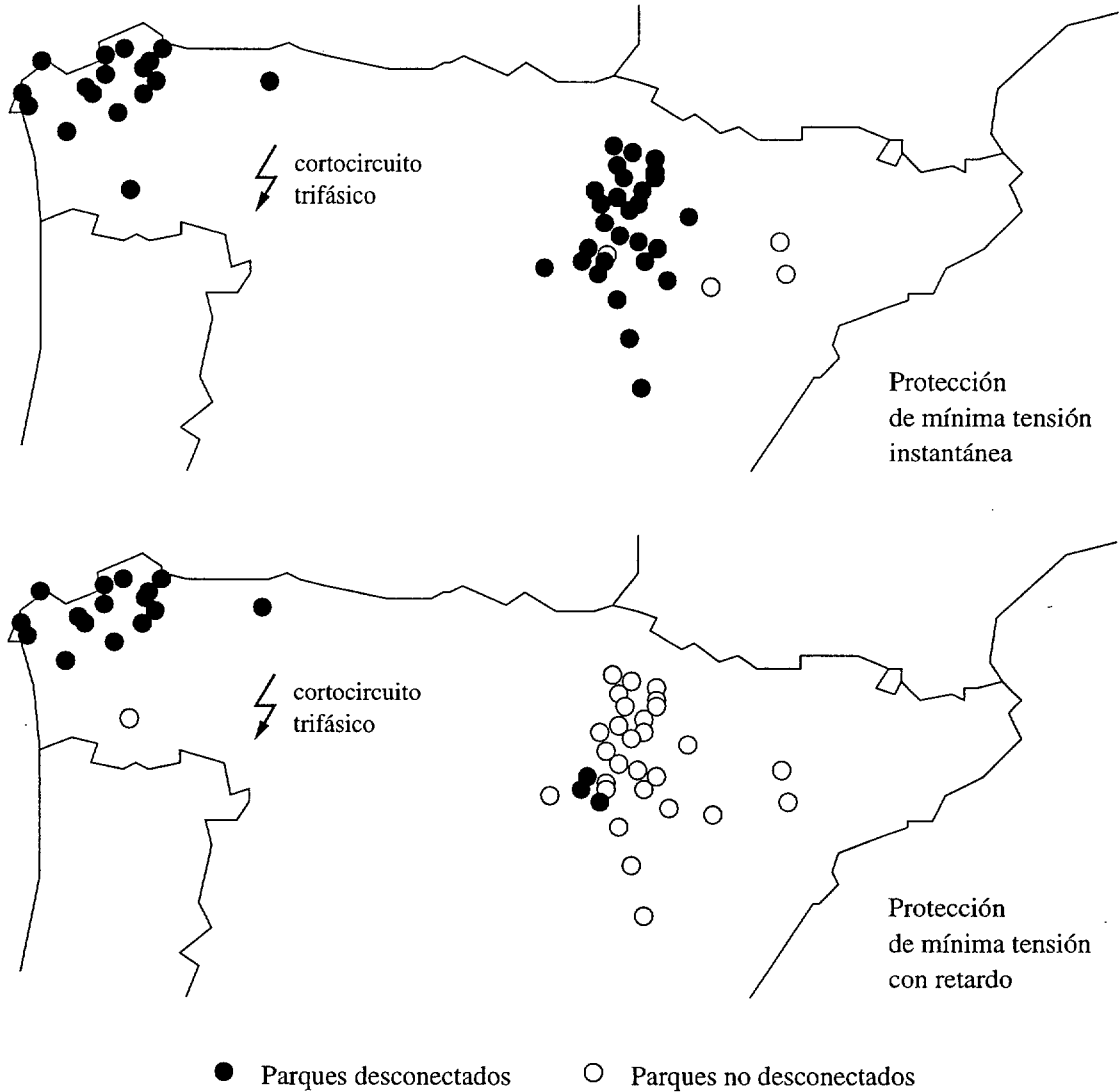


Figura 4.34: Parques desconectados tras un cortocircuito en el noroeste en situación valle.

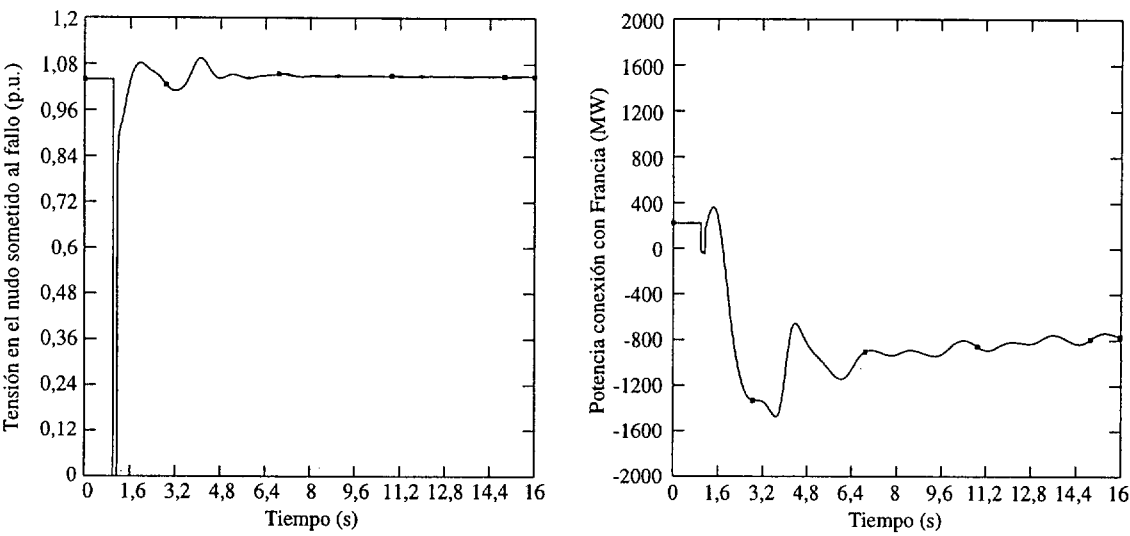


Figura 4.35: Cortocircuito en el noroeste en situación valle con protección de mínima tensión instantánea.

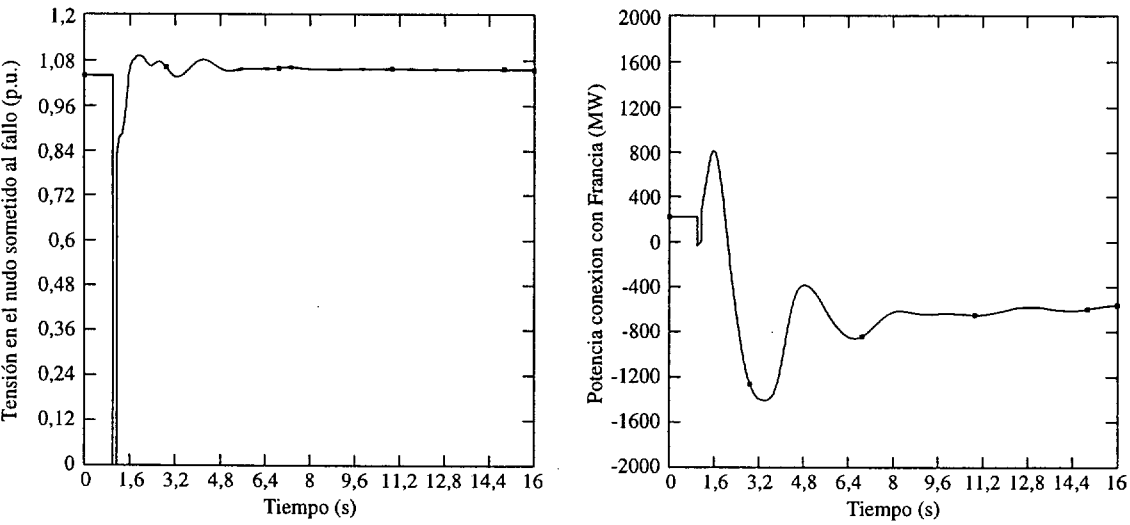


Figura 4.36: Cortocircuito en el noroeste en situación valle con protección de mínima tensión con retardo.

Capítulo 5

Modelo de turbina de velocidad variable

Las dos primeras secciones de este capítulo proponen dos nuevos modelos dinámicos de generador asíncrono doblemente alimentado. Ambos modelos permiten la representación de este tipo de instalaciones en programas de simulación numérica orientados al análisis de la estabilidad transitoria.

El primer modelo, descrito en la sección 5.1, supone que el control de corriente en los convertidores electrónicos puede considerarse infinitamente rápido. Las variables de entrada a este modelo son las consignas de corriente en los convertidores.

El segundo modelo se basa en la misma suposición y considera, además, que el control del factor de potencia también puede considerarse instantáneo. El factor de potencia de la instalación es una de las variables de entrada a este modelo, descrito en la sección 5.2.

La sección 5.3 discute el efecto de despreciar los transitorios electromagnéticos cuando el generador funciona a velocidad subsíncrona y supersíncrona. La sección 5.4 desarrolla un método de cálculo de las condiciones iniciales de las variables eléctricas del generador doblemente alimentado, a partir de la tensión y corriente en los bornes de conexión. La sección 5.5 propone un modelo completo de turbina de velocidad variable con generador doblemente alimentado, empleando los modelos propuestos. La última parte de este capítulo describe la integración de los modelos propuestos en un programa de estabilidad transitoria.

5.1 Modelo de generador con control de corriente instantáneo

Este modelo representa a un generador asíncrono doblemente alimentado con sus correspondientes lazos de control de corriente en el rotor y en el inversor del lado de red, en el caso en el que las consignas al sistema de control son:

- $i_{dr}^{\phi*}$: Corriente en el rotor en fase con el enlace de flujo por el estator. Determina la magnetización de la máquina a través del rotor.
- $i_{qr}^{\phi*}$: Corriente en el rotor en cuadratura con el enlace de flujo por el estator. Determina el par electromagnético.
- $i_{da}^{\epsilon*}$: Corriente en el inversor del lado de red en fase con la tensión en el estator. Determina la potencia activa transmitida a la etapa de continua.
- $i_{qa}^{\epsilon*}$: Corriente en el inversor del lado de red en cuadratura con la tensión en el estator. Determina la potencia reactiva aportada por el inversor.

El esquema correspondiente se muestra en el diagrama simplificado de la figura 5.1. y coincide con el utilizado por Peña et al. [74]. El establecimiento de las consignas de corriente corresponde a los distintos sistemas de control, descritos en la sección 5.5.2.

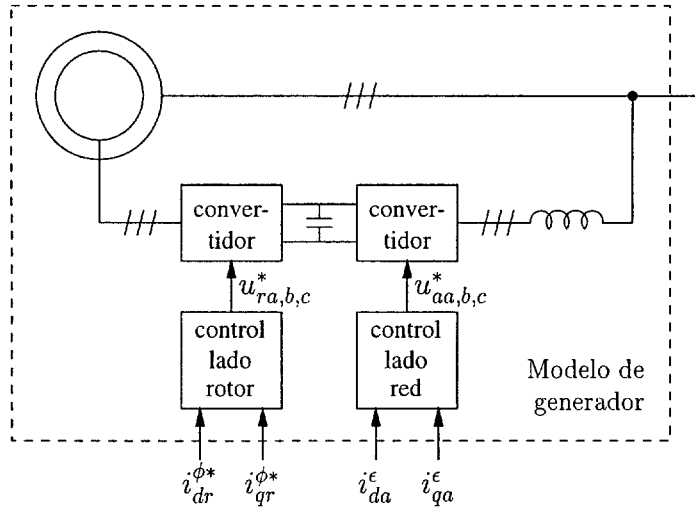


Figura 5.1: Generador con control de la corriente en el inversor del lado de la red

5.1.1 Ecuaciones del modelo

El punto de partida del desarrollo del modelo es el conjunto de ecuaciones de la máquina de inducción [59, sec 7.2.5] con convenio generador, más las ecuaciones correspondientes a la rama entre el inversor y la red. El sistema completo es:

$$\begin{aligned}
 \psi_{ds} &= -X_s i_{ds} - X_m i_{dr} \\
 \psi_{qs} &= -X_s i_{qs} - X_m i_{qr} \\
 \psi_{dr} &= -X_r i_{dr} - X_m i_{ds} \\
 \psi_{qr} &= -X_r i_{qr} - X_m i_{qs} \\
 u_{ds} &= -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{ds} \\
 u_{qs} &= -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{qs} \\
 u_{dr} &= -R_r i_{dr} - s \omega_s \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{dr} \\
 u_{qr} &= -R_r i_{qr} + s \omega_s \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{qr} \\
 s &= \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \\
 \tau_{em} &= \psi_{dr} i_{qr} - \psi_{qr} i_{dr} \\
 \psi_{da} &= -X_a i_{da} \\
 \psi_{qa} &= -X_a i_{qa} \\
 u_{da} &= -R_a i_{da} - \omega_s \psi_{qa} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{da} \\
 u_{qa} &= -R_a i_{qa} + \omega_s \psi_{da} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \psi_{qa}
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

El significado de las variables está descrito en las tablas 2.3 y 5.1. A partir del sistema 5.1, el desarrollo del modelo se basa en dos premisas:

1. Los transitorios electromagnéticos en el estator y en la rama entre el inversor y la red pueden considerarse infinitamente rápidos.

Variable	Significado	Unidades
ψ_{da}, ψ_{qa}	componentes del flujo en la reactancia entre los convertidores y la red	por unidad (p.u.)
i_{da}, i_{qa}	componentes de la corriente en rama entre los convertidores y la red	p.u.
u_{da}, u_{qa}	componentes de la tensión en el convertidor del lado de la red	p.u.

Tabla 5.1: variables del modelo de generador de inducción

2. La regulación de corriente en los convertidores puede considerarse infinitamente rápida.

La primera premisa es habitual en estudios de estabilidad transitoria, y equivale a suprimir tanto las derivadas del enlace de flujo en el estator ($\frac{d}{dt}\psi_{ds}$ y $\frac{d}{dt}\psi_{qs}$) como en la reactancia entre los convertidores y la red ($\frac{d}{dt}\psi_{da}$ y $\frac{d}{dt}\psi_{qa}$).

La segunda premisa se justifica por la rapidez de los bucles de control de corriente, cuya constante de tiempo es del orden de un ciclo o menor [74]. Esta suposición provoca la supresión de las derivadas del enlace de flujo en el rotor ($\frac{d}{dt}\psi_{dr}$ y $\frac{d}{dt}\psi_{qr}$), y convierte a las corrientes por los convertidores en entradas al sistema.

La corriente rotórica queda determinada por el control del inversor del lado del rotor. Este control opera en un sistema de referencia cuyo eje directo coincide con el enlace de flujo por el estator, tal como se indicó en la sección 2.2.5. La figura 5.2 muestra la relación entre las componentes de la corriente rotórica tal y como son proporcionadas por el sistema de control, $i_{dr}^{\phi*}$ e $i_{qr}^{\phi*}$, y en el sistema de referencia empleado para representar la máquina, i_{dr} e i_{qr} . El cambio de referencia de un sistema a otro se obtiene mediante una rotación de ángulo ϕ .

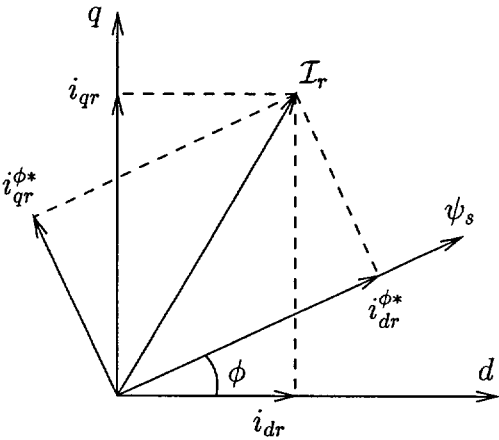


Figura 5.2: Sistema de referencia del control de intensidad en el lado del rotor.

Análogamente, la corriente en el inversor del lado de la red es proporcionada por el sistema de control de corriente correspondiente. Este sistema opera en un sistema de referencia cuyo eje directo coincide con la tensión en el estator. La figura 5.3 muestra la relación entre las componentes de la corriente rotórica tal y como son proporcionadas por el sistema de control, $i_{da}^{\epsilon*}$ e $i_{qa}^{\epsilon*}$, y en el sistema de referencia empleado para representar la máquina, i_{da} e i_{qa} . El cambio de referencia de un sistema a otro se obtiene mediante una rotación de ángulo ϵ .

Anulando las derivadas del flujo en las ecuaciones de la máquina, y teniendo en cuenta las rotaciones debidas al cambio de referencia, el modelo eléctrico de la máquina asíncrona doblemente

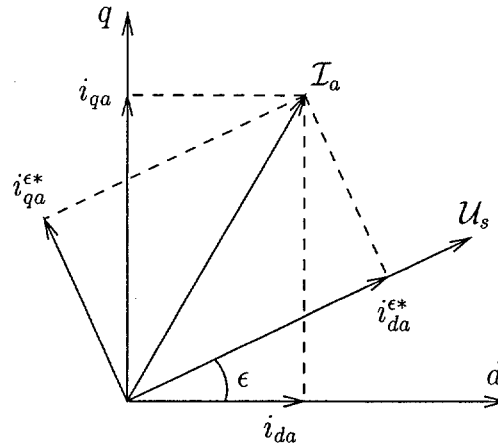


Figura 5.3: Sistema de referencia del control de intensidad en el lado de red.

alimentada queda definido por el siguiente sistema algebraico:

$$\begin{aligned}
 u_{ds} &= -R_s i_{ds} + X_s i_{qs} + X_m i_{qr} \\
 u_{qs} &= -R_s i_{qs} - X_s i_{ds} - X_m i_{dr} \\
 i_{dg} &= i_{ds} + i_{da} \\
 i_{qg} &= i_{qs} + i_{qa} \\
 \psi_{ds} &= X_s i_{ds} + X_m i_{dr} \\
 \psi_{qs} &= X_s i_{qs} + X_m i_{qr} \\
 \phi &= \arctg\left(\frac{\psi_{qs}}{\psi_{ds}}\right) \\
 i_{dr} &= i_{dr}^{\phi*} \cos \phi - i_{qr}^{\phi*} \sin \phi \\
 i_{qr} &= i_{dr}^{\phi*} \sin \phi + i_{qr}^{\phi*} \cos \phi \\
 \epsilon &= \arctg\left(\frac{u_{qs}}{u_{ds}}\right) \\
 i_{da} &= i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon - i_{qa}^{\epsilon*} \sin \epsilon \\
 i_{qa} &= i_{da}^{\epsilon*} \sin \epsilon + i_{qa}^{\epsilon*} \cos \epsilon
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

donde i_{dg} , i_{qg} son las componentes de la corriente en el nudo de conexión, e i_{da} , i_{qa} son las componentes de la corriente del inversor del lado de red.

El cálculo de las componentes de la tensión en el rotor (u_{dr} , u_{qr}), y en el inversor del lado de la red (u_{da} , u_{qa}) no es necesario para resolver el modelo. El cálculo del enlace de flujo por el estator sí es necesario, dado que es una variable empleada por el control de par electromagnético.

Como se indicó anteriormente, las componentes de la corriente en el rotor $i_{dr}^{\phi*}$, $i_{qr}^{\phi*}$ y en el inversor del lado de la red $i_{da}^{\epsilon*}$, $i_{qa}^{\epsilon*}$ son variables independientes proporcionadas por el sistema de control. Por tanto, existen en total doce ecuaciones y catorce incógnitas:

$$i_{ds}, i_{qs}, \psi_{ds}, \psi_{qs}, u_{ds}, u_{qs}, i_{dg}, i_{qg}, \phi, i_{dr}, i_{qr}, \epsilon, i_{da}, i_{qa}$$

Las dos ecuaciones que faltan para completar el sistema son las que relacionan u_{ds} , u_{qs} , i_{dg} e i_{qg} a través de la red eléctrica.

El mismo modelo, representado mediante fasores, queda definido por el siguiente sistema de

ecuaciones con variables complejas:

$$\begin{aligned}
 \mathcal{U}_s &= U_s \angle \epsilon = -(R_s + jX_s)\mathcal{I}_s - jX_m\mathcal{I}_r \\
 \mathcal{I}_g &= \mathcal{I}_s + \mathcal{I}_a \\
 \Psi_s &= |\Psi_s| \angle \phi = X_s\mathcal{I}_s + X_m\mathcal{I}_r \\
 \mathcal{I}_r &= \mathcal{I}_r^\phi e^{j\phi} \\
 \mathcal{I}_a &= \mathcal{I}_a^\epsilon e^{j\epsilon}
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

donde

$$\begin{aligned}
 \mathcal{U}_s &= u_{ds} + ju_{qs} \\
 \mathcal{I}_g &= i_{dg} + ji_{qg} \\
 \Psi_s &= \psi_{ds} + j\psi_{qs} \\
 \mathcal{I}_r &= i_{dr} + ji_{qr} \\
 \mathcal{I}_r^\phi &= i_{dr}^{\phi*} + ji_{qr}^{\phi*} \\
 \mathcal{I}_a &= i_{da} + ji_{qa} \\
 \mathcal{I}_a^\epsilon &= i_{da}^{\epsilon*} + ji_{qa}^{\epsilon*}
 \end{aligned}$$

5.1.2 Solución del modelo

El modelo propuesto, definido por el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales 5.2, ha sido resuelto de manera iterativa aplicando el método de Newton-Raphson. Esta sección describe la solución del modelo para una sola máquina. La sección 5.6 explica cómo aplicar el mismo método a un sistema eléctrico general, con un número indeterminado de máquinas conectadas en distintos nudos.

Para ilustrar el método de resolución, supongamos al generador doblemente alimentado conectado a una carga resistiva, tal como indica la figura 5.4. La tensión en bornes del generador es \mathcal{U}_s y la corriente proporcionada por el generador es \mathcal{I}_g .

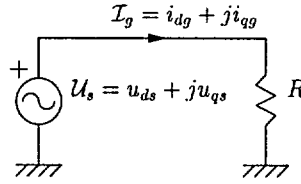


Figura 5.4: Generador alimentando a una carga resistiva.

Aplicando la ley de Kirchoff de las tensiones obtenemos

$$\mathcal{U}_s = R\mathcal{I}_g \tag{5.4}$$

Expresando esta ecuación en componentes dq podemos escribir

$$\begin{bmatrix} \frac{u_{ds}}{R} - i_{dg} \\ \frac{u_{qs}}{R} - i_{qg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.5}$$

Estas ecuaciones, junto con las del sistema 5.2, son las que debemos resolver para determinar las variables eléctricas del modelo. El método propuesto de solución de este problema es el método iterativo de Newton-Raphson. En cada paso de iteración partimos de unas componentes de la tensión u_{ds}^k, u_{qs}^k . A partir de la tensión reconstruimos las variables del sistema paso a paso,

resolviendo por este orden:

$$\begin{aligned}
 \epsilon^k &= \arctg\left(\frac{u_{qs}^k}{u_{ds}^k}\right) \\
 i_{da}^k &= i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon^k - i_{qa}^{\epsilon*} \sin \epsilon^k; \quad i_{qa}^k = i_{qa}^{\epsilon*} \sin \epsilon^k + i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon^k \\
 i_{ds}^k &= \frac{u_{ds}^k}{R} - i_{da}^k; \quad i_{qs}^k = \frac{u_{qs}^k}{R} - i_{qa}^k \\
 \psi_{ds}^k &= -u_{qs}^k - R_s i_{qs}^k; \quad \psi_{qs}^k = u_{ds}^k + R_s i_{ds}^k \\
 \phi^k &= \arctg\left(\frac{\psi_{qs}^k}{\psi_{ds}^k}\right) \\
 i_{dr}^k &= i_{dr}^{\phi*} \cos \phi^k - i_{qr}^{\phi*} \sin \phi^k; \quad i_{qr}^k = i_{qr}^{\phi*} \sin \phi^k + i_{dr}^{\phi*} \cos \phi^k \\
 i_{ds}^k &= \frac{-1}{R_s^2 + X_s^2} [X_s(u_{qs}^k + X_m i_{dr}^k) + R_s(u_{ds}^k - X_m i_{qr}^k)] \\
 i_{qs}^k &= \frac{u_{ds}^k - X_m i_{qr}^k + R_s i_{ds}^k}{X_s} \\
 i_{dg}^k &= i_{ds}^k + i_{da}^k; \quad i_{qg}^k = i_{qs}^k + i_{qa}^k \\
 J^k &= \begin{bmatrix} \frac{1}{R} - \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}} \Big|_k & -\frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}} \Big|_k \\ -\frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}} \Big|_k & \frac{1}{R} - \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}} \Big|_k \end{bmatrix} \\
 \begin{bmatrix} \Delta u_{ds}^k \\ \Delta u_{qs}^k \end{bmatrix} &= (J^k)^{-1} \begin{bmatrix} \frac{u_{ds}^k}{R} - i_{dg}^k \\ \frac{u_{qs}^k}{R} - i_{qg}^k \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

Las componentes de la tensión en la siguiente iteración son

$$\begin{bmatrix} u_{ds}^{k+1} \\ u_{qs}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{ds}^k \\ u_{qs}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta u_{ds}^k \\ \Delta u_{qs}^k \end{bmatrix} \tag{5.7}$$

Las expresiones de los términos de la matriz Jacobiana J son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{1}{U_s^3} (i_{da}^{\epsilon*} u_{qs}^2 + i_{qa}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs}) + \frac{K_i K_h - K_f K_j}{K_e K_h - K_f K_g} \\
 \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{1}{U_s^3} (-i_{da}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs} - i_{qa}^{\epsilon*} u_{ds}^2) + \frac{K_k K_h - K_f K_l}{K_e K_h - K_f K_g} \\
 \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{1}{U_s^3} (-i_{da}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs} + i_{qa}^{\epsilon*} u_{qs}^2) + \frac{K_e K_j - K_i K_g}{K_e K_h - K_f K_g} \\
 \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{1}{U_s^3} (i_{da}^{\epsilon*} u_{ds}^2 - i_{qa}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs}) + \frac{K_e K_l - K_k K_g}{K_e K_h - K_f K_g}
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

donde

$$\begin{aligned}
 K_e &= -(K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_b \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} R_s + 1 \\
 K_f &= -(K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_b \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} R_s \\
 K_g &= -(K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_d \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} R_s \\
 K_h &= -(K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_d \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} R_s + 1 \\
 K_i &= -G_s (K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_b \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} \\
 K_j &= -B_s (K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_d \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} \\
 K_k &= B_s (K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_b \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} \\
 K_l &= -G_s (K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_d \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} \\
 K_a &= -B_s X_m i_{qr}^{\phi*} + G_s X_m i_{dr}^{\phi*} \\
 K_b &= B_s X_m i_{qr}^{\phi*} + G_s X_m i_{dr}^{\phi*} \\
 K_c &= B_s X_m i_{dr}^{\phi*} + G_s X_m i_{qr}^{\phi*} \\
 K_d &= B_s X_m i_{dr}^{\phi*} - G_s X_m i_{qr}^{\phi*} \\
 G_s &= \text{Re}(\frac{1}{R_s + jX_s}) \\
 B_s &= \text{Im}(\frac{1}{R_s + jX_s})
 \end{aligned} \tag{5.9}$$

La sección A.1 reproduce con detalle el desarrollo de las ecuaciones que conducen a las expresiones 5.8 y 5.9

5.2 Modelo de generador con control de factor de potencia instantáneo

Los convertidores electrónicos del generador doblemente alimentado pueden regular la potencia reactiva intercambiada con la red, y por tanto el factor de potencia de la instalación. Esta tarea puede recaer sobre el convertidor del lado del rotor o sobre el convertidor del lado de la red.

El convertidor del lado del rotor puede controlar la potencia reactiva saliente por el estator a través de $i_{dr}^{\psi*}$, componente de la corriente en fase con el enlace de flujo por el estator. El convertidor del lado de la red puede controlar la potencia reactiva en sus terminales a través de $i_{qa}^{\epsilon*}$, componente de la corriente en cuadratura con la tensión en el punto de conexión.

El modelo de generador doblemente alimentado con control de corriente en los convertidores, expuesto en la sección anterior, permite representar ambos sistemas de regulación. Sin embargo, el interés de la dinámica del control del factor de potencia, en estudios de estabilidad transitoria, depende de la rapidez de dicho control y del grado de detalle requerido en el estudio. El control de factor de potencia del generador doblemente alimentado puede ser ejecutado con una constante de tiempo cercana a 50 ms en un aerogenerador de 660 kW [93]. En estas condiciones, puede ser interesante suprimir el cálculo del sistema de regulación del factor de potencia.

Esta sección presenta un modelo de generador asíncrono doblemente alimentado en el cual el control del factor de potencia, ejecutado a través del convertidor de lado de red, es considerado infinitamente rápido. La eliminación del bucle de control del factor de potencia ofrece dos ventajas:

por un lado reduce el número de ecuaciones diferenciales del sistema, por otro, permite aumentar el paso de integración durante la simulación. Las variables de entrada a este modelo son las siguientes:

$i_{dr}^{\psi*}$: Corriente en el rotor en fase con el enlace de flujo por el estator. Determina la magnetización de la máquina a través del rotor.

$i_{qr}^{\psi*}$: Corriente en el rotor en cuadratura con el enlace de flujo por el estator. Determina el par electromagnético.

$i_{da}^{\epsilon*}$: Corriente en el inversor del lado de red en fase con la tensión en el estator. Determina la potencia activa transmitida a la etapa de continua.

$\cos \theta$: Factor de potencia del generador, incluyendo los inversores. El ángulo θ representa el desfase entre la corriente saliente del generador y la tensión en sus bornes.

La figura 5.5 reproduce este esquema. Como puede observarse, la diferencia entre los dos modelos de máquina propuestos es únicamente la referencia $i_{da}^{\epsilon*}$ ó $\cos \theta$ en el inversor del lado de la red.

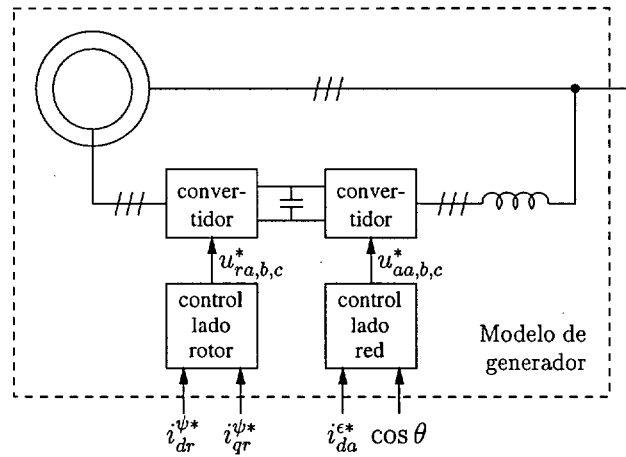


Figura 5.5: Generador con control del factor de potencia.

5.2.1 Ecuaciones del modelo

Al igual que en el modelo descrito en la sección 5.1.1, el punto de partida son las ecuaciones generales de la máquina 2.9- 2.16. Las mismas premisas establecidas en aquel modelo son aplicables en éste.

El ángulo θ entre la corriente total y la tensión en bornes del generador es una variable independiente. Las ecuaciones del modelo son las del sistema 5.2 más la ecuación que relaciona al ángulo θ con las demás variables, que puede obtenerse a partir de la figura 5.6. El sistema

completo queda:

$$\begin{aligned}
 u_{ds} &= -R_s i_{ds} + X_s i_{qs} + X_m i_{qr} \\
 u_{qs} &= -R_s i_{qs} - X_s i_{ds} - X_m i_{dr} \\
 i_{dg} &= i_{ds} + i_{da} \\
 i_{qg} &= i_{qs} + i_{qa} \\
 \psi_{ds} &= X_s i_{ds} + X_m i_{dr} \\
 \psi_{qs} &= X_s i_{qs} + X_m i_{qr} \\
 \phi &= \arctg\left(\frac{\psi_{qs}}{\psi_{ds}}\right) \\
 i_{dr} &= i_{dr}^{\phi*} \cos \phi - i_{qr}^{\phi*} \sin \phi \\
 i_{qr} &= i_{dr}^{\phi*} \sin \phi + i_{qr}^{\phi*} \cos \phi \\
 \epsilon &= \arctg\left(\frac{u_{qs}}{u_{ds}}\right) \\
 i_{da} &= i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon - i_{qa}^{\epsilon*} \sin \epsilon \\
 i_{qa} &= i_{da}^{\epsilon*} \sin \epsilon + i_{qa}^{\epsilon*} \cos \epsilon \\
 \text{tg } \theta &= \frac{i_{qa}^{\epsilon} - i_{ds} \sin \epsilon + i_{qs} \cos \epsilon}{i_{da}^{\epsilon*} + i_{ds} \cos \epsilon + i_{qs} \sin \epsilon}
 \end{aligned} \tag{5.10}$$

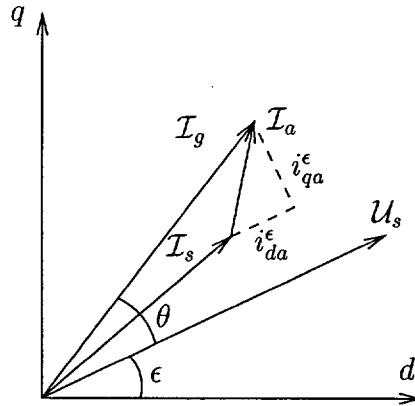


Figura 5.6: Variables eléctricas en el punto de conexión.

Las variables $i_{dr}^{\phi*}$, $i_{qr}^{\phi*}$, $i_{da}^{\epsilon*}$ y θ son fijadas por el sistema de control y conocidas. En total, el modelo contiene trece ecuaciones y quince incógnitas:

$$i_{ds}, i_{qs}, \psi_{ds}, \psi_{qs}, u_{ds}, u_{qs}, i_{dg}, i_{qg}, \phi, i_{dr}, i_{qr}, \epsilon, i_{da}, i_{qa}, i_{qa}^{\epsilon}$$

Las dos ecuaciones que faltan para completar el sistema son las que relacionan u_{ds} , u_{qs} , i_{dg} e i_{qg} a través de la red eléctrica.

5.2.2 Solución del modelo

El modelo propuesto, definido por el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales 5.10, ha sido resuelto de manera iterativa aplicando el método de Newton-Raphson. Siguiendo el mismo esquema de la sección 5.1.2, esta sección describe la solución del modelo en un sistema sencillo formado por un generador conectado a una carga resistiva, tal como indica la figura 5.4. La sección 5.6 explica cómo aplicar el mismo método a un sistema eléctrico general, con un número indeterminado de máquinas conectadas en distintos nudos.

La ecuación que liga la tensión y la intensidad a través de la resistencia en la figura 5.4 es

$$\begin{bmatrix} \frac{u_{ds}}{R} - i_{dg} \\ \frac{u_{qs}}{R} - i_{qg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Las dos ecuaciones contenidas en el sistema 5.11 más el conjunto de ecuaciones 5.10 son el planteamiento del problema para cuya resolución proponemos emplear el método de Newton-Raphson. En cada iteración partimos de unas componentes de la tensión en el estator u_{ds}^k, u_{qs}^k . Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Resolver del modelo de máquina conociendo la tensión en el estator obtener i_{dg}^k, i_{qg}^k .
2. Calcular el error:

$$\begin{bmatrix} \frac{u_{ds}^k}{R} - i_{dg}^k \\ \frac{u_{qs}^k}{R} - i_{qg}^k \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

3. Si el error es menor o igual que el máximo tolerable detener el proceso y tomar las variables obtenidas como solución del problema. En caso contrario, calcular la matriz Jacobiana:

$$J^k = \begin{bmatrix} \frac{1}{R} - \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}}|_k & -\frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}}|_k \\ -\frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}}|_k & \frac{1}{R} - \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}}|_k \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

4. Actualizar las componentes de la tensión en el estator:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta u_{ds}^k \\ \Delta u_{qs}^k \end{bmatrix} &= -(J^k)^{-1} \begin{bmatrix} \frac{u_{ds}^k}{R} - i_{dg}^k \\ \frac{u_{qs}^k}{R} - i_{qg}^k \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} u_{ds}^{k+1} \\ u_{qs}^{k+1} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} u_{ds}^k \\ u_{qs}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta u_{ds}^k \\ \Delta u_{qs}^k \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Los pasos uno y tres no son inmediatos, a continuación son desarrollados con mayor extensión.

Solución del modelo de máquina conociendo la tensión en el estator

Al contrario que en el modelo de máquina con control de la corriente en el inversor del lado de la red, no es posible resolver el sistema 5.10 sin emplear un método iterativo. Aplicando de nuevo Newton-Raphson, el sistema que debemos resolver es el siguiente:

$$\begin{aligned} -R_s i_{ds} + X_s i_{qs} + X_m i_{qr} - u_{ds} &= 0 \\ -R_s i_{qs} - X_s i_{ds} - X_m i_{dr} - u_{qs} &= 0 \\ \phi - \arctg \frac{X_s i_{qs} + X_m i_{qr}}{X_s i_{ds} + X_m i_{dr}} &= 0 \\ \theta + \epsilon - \arctg i_{qa} + i_{qs} i_{da} + i_{ds} &= 0 \\ i_{da} - i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon + i_{qa}^{\epsilon} \sin \epsilon &= 0 \\ i_{qa} - i_{da}^{\epsilon*} \sin \epsilon - i_{qa}^{\epsilon} \cos \epsilon &= 0 \\ i_{dr} - i_{dr}^{\phi*} \cos \phi + i_{qr}^{\phi*} \sin \phi &= 0 \\ i_{qr} - i_{dr}^{\phi*} \sin \phi - i_{qr}^{\phi*} \cos \phi &= 0 \end{aligned} \quad (5.15)$$

En cada iteración partimos de un conjunto de valores x^l y realizamos las siguientes operaciones

1. Cálculo del error e^l .

2. Si el error es menor o igual que el máximo tolerable detenemos el proceso y tomamos x^l como la solución. En caso contrario calculamos la matriz Jacobiana J^l .
3. Actualizamos las variables: $x^{l+1} = -J^l e^l + x^l$.

donde

$$e^l = \begin{bmatrix} -R_s i_{ds} + X_s i_{qs} + X_m i_{qr} - u_{ds} \\ -R_s i_{qs} - X_s i_{ds} - X_m i_{dr} - u_{qs} \\ \phi - \arctg \frac{X_s i_{qs} + X_m i_{qr}}{X_s i_{ds} + X_m i_{dr}} \\ \theta + \epsilon - \arctg i_{qa} + i_{qs} i_{da} + i_{ds} \\ i_{da} - i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon + i_{qa}^{\epsilon} \sin \epsilon \\ i_{qa} - i_{da}^{\epsilon*} \sin \epsilon - i_{qa}^{\epsilon} \cos \epsilon \\ i_{dr} - i_{dr}^{\phi*} \cos \phi + i_{qr}^{\phi*} \sin \phi \\ i_{qr} - i_{dr}^{\phi*} \sin \phi - i_{qr}^{\phi*} \cos \phi \end{bmatrix}$$

$$J^l = \begin{bmatrix} -R_s & X_s & 0 & X_m & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -X_s & -R_s & -X_m & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ K_a X_s & -K_b X_s & K_a X_m & -K_b X_m & 1 & 0 & 0 & 0 \\ K_c & -K_d & 0 & 0 & 0 & K_c & -K_d & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & \sin \epsilon^l \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -\cos \epsilon^l \\ 0 & 0 & 1 & 0 & i_{dr}^{\phi*} \sin \phi^l + i_{qr}^{\phi*} \cos \phi^l & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -i_{dr}^{\phi*} \cos \phi^l + i_{qr}^{\phi*} \sin \phi^l & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$K_a = \frac{X_s i_{qs}^l + X_m i_{qr}^l}{(X_s i_{ds}^l + X_m i_{dr}^l)^2 + (X_s i_{qs}^l + X_m i_{qr}^l)^2}$$

$$K_b = \frac{X_s i_{ds}^l + X_m i_{dr}^l}{(X_s i_{ds}^l + X_m i_{dr}^l)^2 + (X_s i_{qs}^l + X_m i_{qr}^l)^2}$$

$$K_c = \frac{i_{qa}^l + i_{qs}^l}{(i_{da}^l + i_{ds}^l)^2 + (i_{qa}^l + i_{qs}^l)^2}$$

$$K_d = \frac{i_{da}^l + i_{ds}^l}{(i_{da}^l + i_{ds}^l)^2 + (i_{qa}^l + i_{qs}^l)^2}$$

Cálculo de la matriz Jacobiana

Los términos de la matriz Jacobiana J^k en la ecuación 5.13 son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} + i_{da}^{\epsilon*} \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} + i_{qa}^{\epsilon} \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} - \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{ds}} \sin \epsilon \\ \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} - i_{da}^{\epsilon*} \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} - i_{qa}^{\epsilon} \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} - \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{qs}} \sin \epsilon \\ \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} - i_{da}^{\epsilon*} \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} + i_{qa}^{\epsilon} \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} + \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{ds}} \cos \epsilon \\ \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} + i_{da}^{\epsilon*} \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} - i_{qa}^{\epsilon} \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} + \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{qs}} \cos \epsilon \end{aligned} \quad (5.16)$$

donde

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial i_{qa}^\epsilon}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} (\operatorname{tg} \theta \cos \epsilon + \operatorname{sen} \epsilon) i_{ds} \left(\operatorname{tg} \theta \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} - \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} \right) \\
 &\quad \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} (\operatorname{tg} \theta \operatorname{sen} \epsilon - \cos \epsilon) - i_{qs} \left(\operatorname{tg} \theta \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} + \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} \right) \\
 \frac{\partial i_{qa}^\epsilon}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} (\operatorname{tg} \theta \cos \epsilon + \operatorname{sen} \epsilon) + i_{ds} \left(-\operatorname{tg} \theta \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} + \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} \right) \\
 &\quad \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} (\operatorname{tg} \theta \operatorname{sen} \epsilon - \cos \epsilon) + i_{qs} \left(\operatorname{tg} \theta \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} + \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} \right)
 \end{aligned} \tag{5.17}$$

Las expresiones de $\frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}}, \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}}, \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}}, \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}}$ son las mismas del modelo de generador con control de corriente en el inversor, recogidas en las ecuaciones A.19.

5.3 Evaluación del modelo de generador

Una de las premisas adoptadas al desarrollar los modelos propuestos de generador es que las derivadas del enlace de flujo en el estator son despreciables. Esta sección evalúa la validez de dicha premisa mediante la comparación de dos modelos de generador doblemente alimentado, el primer modelo incluye dichas derivadas y el segundo considera la variación del enlace de flujo instantánea.

El estudio presenta varias similitudes con el realizado para la máquina de inducción en la sección 3.1.1. El caso base utilizado para comparar los modelos es el representado en la figura 3.1. El objetivo es evaluar la validez del modelo reducido cuando el generador funciona por encima y por debajo de la velocidad de sincronismo. Con el fin de representar únicamente la dinámica de la máquina, se suspende el control durante el fallo y se suprime del inversor del lado de red. El sistema resultante es el representado en la figura 5.7. Los resultados corresponden a una velocidad de referencia de 0,9 y 1,1 por unidad.

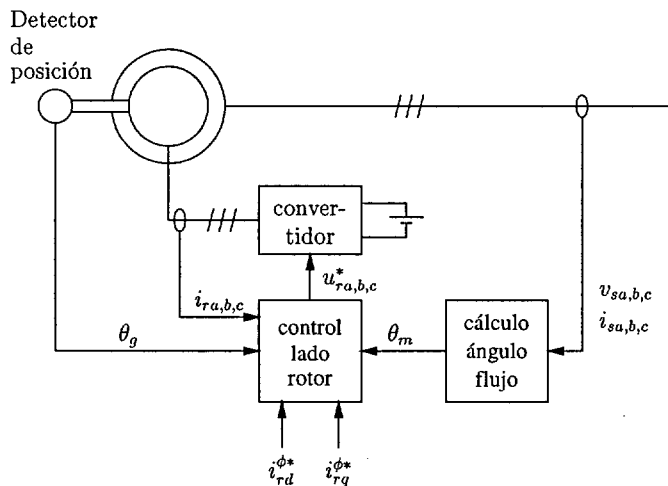


Figura 5.7: Control del inversor del lado del rotor

Las figuras 5.8 y 5.9 muestran la evolución de la corriente por el estator. Al igual que en el modelo de generador asíncrono con rotor cortocircuitado, despreciar las derivadas de ψ_{ds} y ψ_{qs} equivale a despreciar la componente homopolar del flujo. Dado que las variables eléctricas se representan en un sistema de referencia que gira a la velocidad de sincronismo, la componente homopolar de la corriente se manifiesta en la gráfica como una componente a 50 Hz.

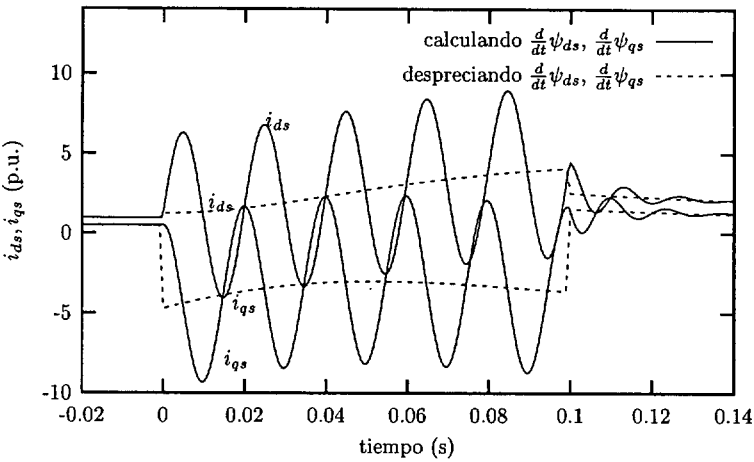


Figura 5.8: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la corriente en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=0,9$ p.u..

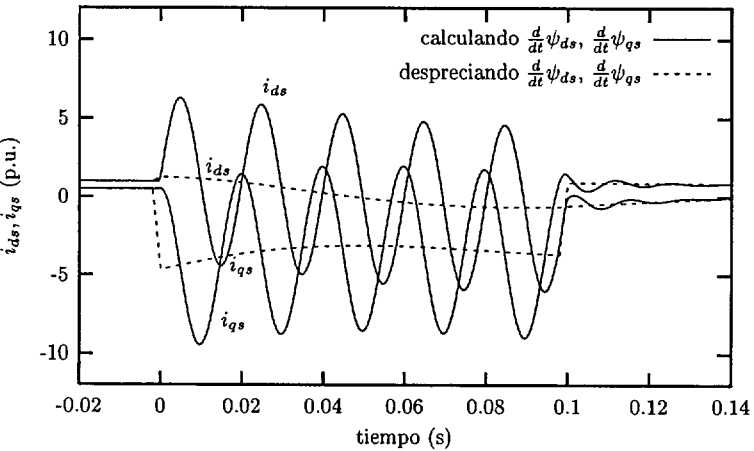


Figura 5.9: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la corriente en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=1,1$ p.u..



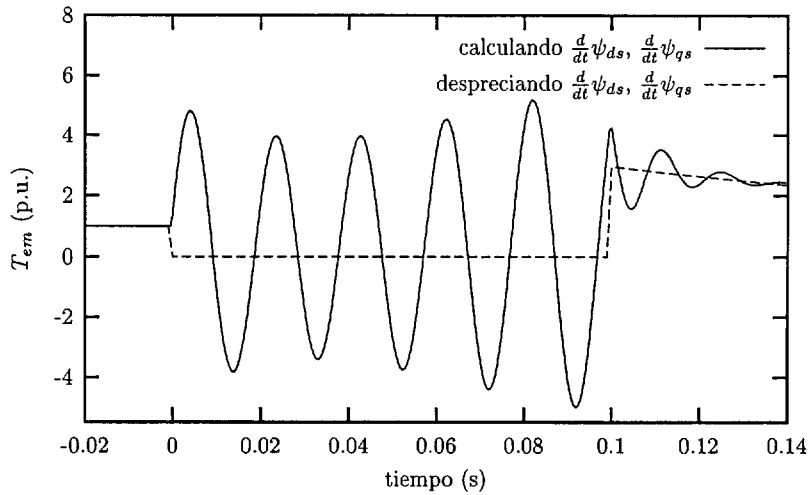


Figura 5.10: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el par electromagnético en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=0,9$ p.u..

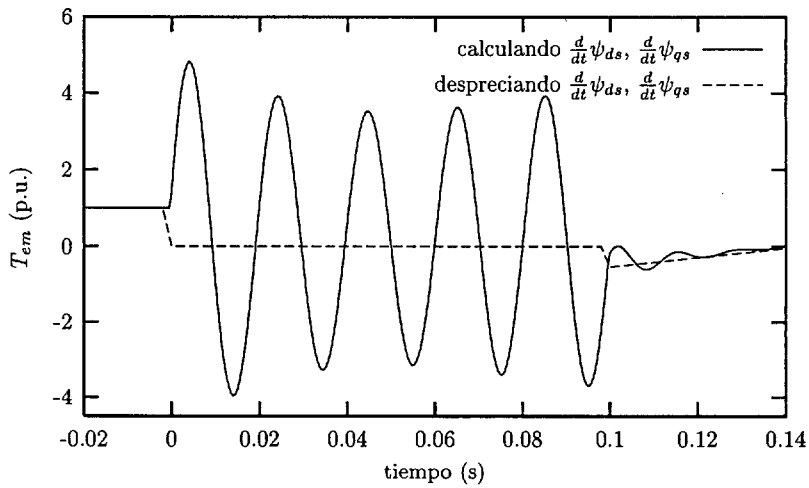


Figura 5.11: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre el par electromagnético en el generador doblemente alimentado, con $\omega_g(0)=1,1$ p.u..

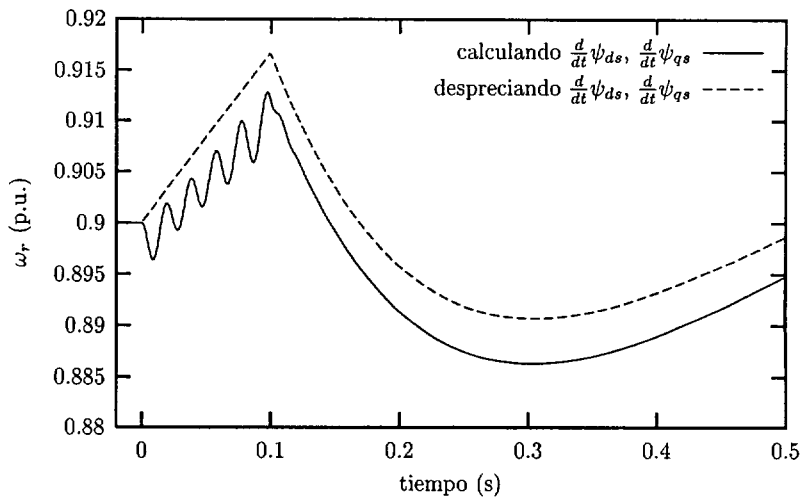


Figura 5.12: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la velocidad del rotor en el generador doblemente alimentado.

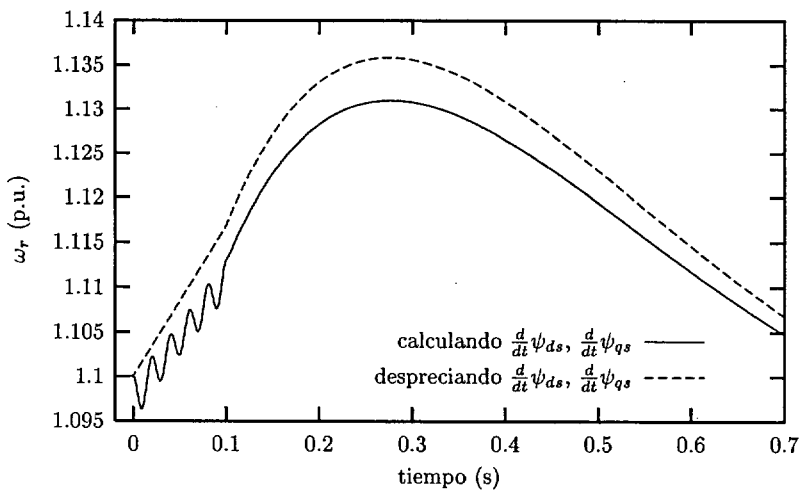


Figura 5.13: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la velocidad del rotor en el generador doblemente alimentado.

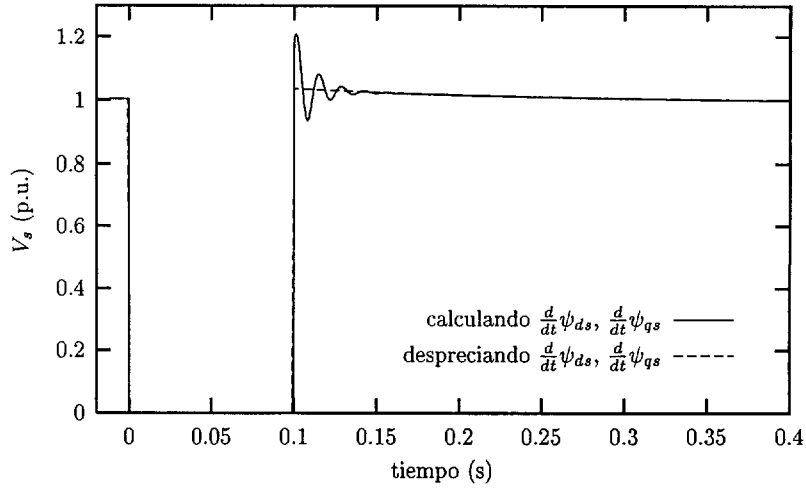


Figura 5.14: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la tensión en el generador doblemente alimentado.

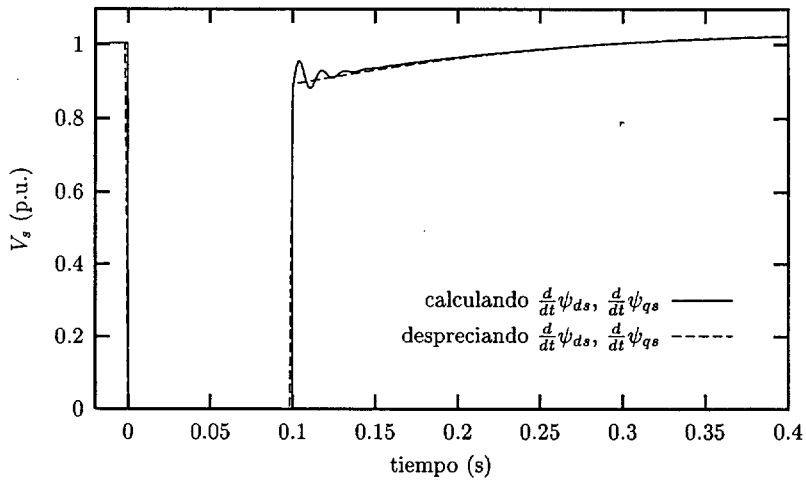


Figura 5.15: Efecto de despreciar $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ sobre la tensión en el generador doblemente alimentado.

Las figuras 5.10 y 5.11 representan la evolución del par electromagnético. El mismo razonamiento aplicado al generador asíncrono de rotor cortocircuitado es aplicable a esta figura. Las componentes a 50 Hz de i_{ds} e i_{qs} provocan los siguientes efectos sobre el par electromagnético:

1. Una componente unidireccional del par debida a las pérdidas provocadas en la resistencia rotórica por las corrientes inducidas en el rotor a la frecuencia fundamental. Esta componente provoca una disminución de la aceleración del rotor, y por tanto una pendiente menor en la velocidad del rotor durante el fallo.
2. Una variación oscilatoria del par a la frecuencia fundamental, inicialmente positiva, debida a la interacción con el campo magnético. Esta componente frena al rotor durante el primer medio ciclo y lo acelera durante el segundo. El efecto neto es una disminución neta del par electromagnético. durante el fallo.

La reducción del par electromagnético provoca una velocidad del rotor mayor en el modelo reducido respecto al modelo completo, como indican las figuras 5.12 y 5.13. Por último, no existe diferencia significativa en la evolución de la tensión en ambos modelos, como puede observarse en las figuras 5.14 y 5.15.

5.4 Cálculo de las condiciones iniciales

El generador asíncrono doblemente alimentado puede establecer distintas consignas de velocidad, potencia reactiva aportada por el inversor del lado del rotor y potencia reactiva aportada por el inversor del lado de la red. Por tanto esta máquina tiene tres grados de libertad más que el generador asíncrono con rotor cortocircuitado.

Uno de los grados de libertad desaparece con la asignación de la potencia reactiva saliente del generador, otro con la asignación de la velocidad de giro, y el tercero mediante la estrategia de control de potencia reactiva en los inversores. Por tanto, esta información es necesaria para calcular correctamente las condiciones de funcionamiento de la máquina.

El procedimiento empleado para calcular las condiciones iniciales es el mismo en los dos modelos de generador propuestos y consta de los siguientes pasos:

1. Cálculo de la velocidad de giro, en la tabla de funcionamiento de la turbina, a partir de la potencia activa.
2. Cálculo aproximado de las variables eléctricas de la máquina.
3. Cálculo exacto de las variables eléctricas por el método iterativo de Newton-Raphson.

El cálculo aproximado de las variables eléctricas de la máquina se realiza a partir de la estimación de las potencias activa y reactiva salientes por el estator.

La potencia reactiva se estima a partir del equivalente monofásico en régimen permanente, representado en la figura 5.16. Anulando las derivadas en las ecuaciones 2.13 y 2.14 y sustituyendo las expresiones de ψ_{ds} y ψ_{qs} en las ecuaciones 2.9 y 2.10:

$$\begin{aligned} u_{ds} &= -R_s i_{ds} + \omega_s L_{ss} i_{qs} + \omega_s L_m i_{qr} \\ u_{qs} &= -R_s i_{qs} - \omega_s L_{ss} i_{ds} - \omega_s L_m i_{dr} \end{aligned} \quad (5.18)$$

De la misma manera, anulando las derivadas en 2.15 y 2.16 y sustituyendo las expresiones de ψ_{dr} y ψ_{qr} en las ecuaciones 2.11 y 2.12:

$$\begin{aligned} u_{dr} &= -R_r i_{dr} + s\omega_s L_{rr} i_{qr} + \omega_s L_m i_{qs} \\ u_{qr} &= -R_r i_{qr} - s\omega_s L_{rr} i_{dr} - \omega_s L_m i_{ds} \end{aligned} \quad (5.19)$$

Expresado en forma fasorial:

$$U_s = -R_s I_s - jX_s I_s - jX_m (I_s + I_r) \quad (5.20)$$

$$U_r = -R_r I_r - jsX_s I_s - jsX_m (I_s + I_r) \quad (5.21)$$

donde

$$\begin{aligned}
 \mathcal{U}_s &= u_{ds} + j u_{qs} \\
 \mathcal{I}_s &= i_{ds} + j i_{qs} \\
 \mathcal{U}_r &= u_{dr} + j u_{qr} \\
 \mathcal{I}_r &= i_{dr} + j i_{qr} \\
 X_s &= \omega_s (L_{ss} - L_m) \\
 X_r &= \omega_s (L_{rr} - L_m)
 \end{aligned}$$

Los parámetros X_s y X_r son las reactancias de dispersión del estator y el rotor respectivamente. Las ecuaciones 5.20 y 5.21 pueden representarse mediante el esquema monofásico de la figura 5.16.

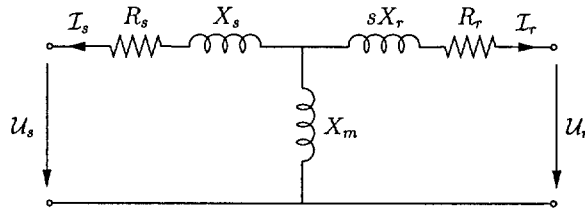


Figura 5.16: Generador de inducción en régimen permanente

La potencia reactiva saliente por el rotor puede ser elegida libremente y depende del diseño del sistema de control. Observando la figura 5.16, vemos que la potencia reactiva consumida en sX_r es reducida, dado que tanto el deslizamiento s como X_r son valores pequeños. Despreciando esta reactancia, podemos escribir

$$Q_s = -X_s I_s^2 - Q_r = -\frac{X_s \mathcal{U}_s^2}{\sqrt{R_s^2 + (X_m + X_s)^2}} - Q_r \quad (5.22)$$

donde Q_s es la potencia reactiva aportada por el estator y Q_r es la potencia reactiva aportada por el rotor. En el caso particular de excitar la máquina por el estator, $Q_r = 0$.

La potencia activa se estima partiendo de las ecuaciones 2.15 y 2.16. Anulando las derivadas en estas ecuaciones y multiplicando por i_{dr} e i_{qr} respectivamente:

$$\begin{aligned}
 u_{dr} i_{dr} &= -R_r i_{dr}^2 - s \omega_s \psi_{qr} i_{dr} \\
 u_{qr} i_{qr} &= -R_r i_{qr}^2 + s \omega_s \psi_{dr} i_{qr}
 \end{aligned} \quad (5.23)$$

Sumando ambas ecuaciones:

$$u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} = -R_r (i_{dr}^2 + i_{qr}^2) + s \omega_s (\psi_{dr} i_{qr} - \psi_{qr} i_{dr}) \quad (5.24)$$

El primer miembro de la ecuación es la potencia activa saliente por el rotor

$$P_r = \text{Re} \mathcal{U}_r \mathcal{I}_r = u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr}$$

En el segundo miembro aparecen las pérdidas en la resistencia del rotor

$$P_{Rr} = R_r I_r^2 = R_r (i_{dr}^2 + i_{qr}^2)$$

y la potencia transmitida en el entrehierro, que coincide con el par electromagnético en valores por unidad

$$P_e = \psi_{dr} i_{qr} - \psi_{qr} i_{dr}$$

Sustituyendo en 5.24:

$$P_r = -P_{Rr} + sP_e$$

Y despreciando las pérdidas tanto en la resistencia del rotor como en la del estator:

$$\begin{aligned} P_r &= sP_g \\ P_s &= (1 - s)P_g \end{aligned} \quad (5.25)$$

donde P_s es la potencia saliente por el estator y P_g es la potencia total aportada por la máquina, y es un dato conocido a partir del flujo de cargas.

Una vez estimadas P_s y Q_s , la obtención de las corrientes, enlaces de flujo y tensiones aproximadas es inmediata aplicando las ecuaciones 2.9 a 2.16. Para obtener los valores exactos es necesario resolver el siguiente sistema de ecuaciones no lineales

$$R_s(i_{dg} - i_{da}) - X_s(i_{qg} - i_{qa}) - X_m i_{qr} + u_{ds} = 0 \quad (5.26)$$

$$R_s(i_{qg} - i_{qa}) + X_s(i_{dg} - i_{da}) + X_m i_{dr} + u_{qs} = 0 \quad (5.27)$$

$$-sX_m(i_{qg} - i_{qa}) + R_r i_{dr} - sX_r i_{qr} + u_{dr} = 0 \quad (5.28)$$

$$sX_m(i_{dg} - i_{da}) + R_r i_{qr} + sX_r i_{dr} + u_{qr} = 0 \quad (5.29)$$

$$u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} - u_{da} i_{da} - u_{qa} i_{qa} = 0 \quad (5.30)$$

$$-u_{ds}(i_{qg} - i_{da}) + u_{qs}(i_{dg} - i_{da}) = 0 \quad (5.31)$$

$$-u_{dr} i_{qr} + u_{qr} i_{dr} = 0 \quad (5.32)$$

$$R_a i_{da} - X_a i_{qa} + u_{ds} - u_{da} = 0 \quad (5.33)$$

$$R_a i_{qa} + X_a i_{da} + u_{qs} - u_{qa} = 0 \quad (5.34)$$

El significado de las variables se muestra en las tablas 2.3 y 5.2. Las ecuaciones 5.26 a 5.29 pueden obtenerse directamente de la figura 5.16. La ecuación 5.30 refleja el equilibrio de potencia activa en los dos inversores. La ecuación 5.31 es la consecuencia de excitar la máquina por el rotor y anular la potencia reactiva saliente por el estator, en caso de seguir otra estrategia de control esta ecuación debería modificarse adecuadamente. Las ecuaciones 5.32 y 5.33 corresponden a la rama entre el inversor del lado de red y el nudo de conexión.

Variable	Significado	Unidades
i_{dg}, i_{qg}	Componentes de la corriente en el nudo de conexión	por unidad (p.u.)
i_{da}, i_{qa}	Componentes de la corriente inversor del lado de red	p.u.
u_{da}, u_{qa}	Componentes de la tensión en el inversor del lado de red	p.u.
R_a	Resistencia entre el inversor y el nudo de conexión	p.u.
X_a	Reactancia entre el inversor y el nudo de conexión	p.u.

Tabla 5.2: variables del modelo de generador de inducción

Este sistema de ecuaciones se resuelve mediante el método de Newton-Raphson, resolviendo en cada iteración

$$\begin{aligned} \Delta x^k &= -(J^k)^{-1} e^k \\ x^{k+1} &= x^k + \Delta x^k \end{aligned}$$

hasta que

$$\|e^k\| = (e_1^k)^2 + (e_2^k)^2 + \dots + (e_s^k)^2 < \delta$$

donde δ es la tolerancia deseada y

$$x^k = [i_{da}^k \ i_{qa}^k \ i_{dr}^k \ i_{qr}^k \ u_{dr}^k \ u_{qr}^k \ u_{da}^k \ u_{qa}^k]^T \quad (5.35)$$

$$J^k = \begin{bmatrix} -R_s & X_s & 0 & -X_m & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -X_s & -R_s & X_m & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & sX_m & R_r & -sX_r & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -sX_m & 0 & sX_r & R_r & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -u_{da}^k & -u_{qa}^k & u_{dr}^k & u_{qr}^k & i_{dr}^k & i_{qr}^k & -i_{da}^k & -i_{qa}^k \\ -u_{qs} & u_{ds} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_a & -X_a & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ X_a & R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

$$e^k = \begin{bmatrix} R_s(i_{dg} - i_{da}^k) - X_s(i_{qg} - i_{qa}^k) - X_m i_{qr}^k + u_{ds} \\ R_s(i_{qg} - i_{qa}^k) + X_s(i_{dg} - i_{da}^k) + X_m i_{dr}^k + u_{qs} \\ -sX_m(i_{qg} - i_{qa}^k) + R_r i_{dr}^k - sX_r i_{qr}^k + u_{dr}^k \\ sX_m(i_{dg} - i_{da}^k) + R_r i_{qr}^k + sX_r i_{dr}^k + u_{qr}^k \\ u_{dr}^k i_{dr}^k + u_{qr}^k i_{qr}^k - u_{da}^k i_{da}^k - u_{qa}^k i_{qa}^k \\ -u_{dr}^k i_{qr}^k + u_{qr}^k i_{dr}^k \\ R_a i_{da}^k - X_a i_{qa}^k + u_{ds} - u_{da}^k \\ R_a i_{qa}^k + X_a i_{da}^k + u_{qs} - u_{qa}^k \end{bmatrix}$$

El proceso converge en el rango de variables interesante en estudios de sistemas eléctricos. La tabla 5.4 muestra el número de iteraciones necesarias para calcular las condiciones iniciales en varios puntos de funcionamiento extremos de tensión en bornes U_s , potencia activa P_g , velocidad del rotor ω_g y factor de potencia f.d.p.. En todos los casos, la tolerancia es $\delta = 10^{-6}$.

		$U_s = 0,9$		$U_s = 1,1$	
		f.d.p. 0,8 ind.	f.d.p. 0,8 cap.	f.d.p. 0,8 ind.	f.d.p. 0,8 cap.
$P_g = 0,2$	$\omega_g = 1,1$	2	2	2	2
	$\omega_g = 0,7$	2	2	2	2
$P_g = 1,1$	$\omega_g = 1,1$	3	3	3	3
	$\omega_g = 0,7$	4	4	3	3

Tabla 5.3: Número de iteraciones durante el cálculo de las condiciones iniciales

5.5 Modelo completo de aerogenerador

Esta sección describe las ecuaciones dinámicas y los sistemas de control que, junto con el modelo propuesto de máquina asíncrona doblemente alimentada, constituyen el modelo de aerogenerador de velocidad variable. Estos sistemas son:

1. Control de velocidad mediante el par electromagnético.
2. Control de velocidad mediante el ángulo de calado de pala.
3. Control de tensión en la etapa de continua.

El modelo mecánico es el mismo que en el caso del aerogenerador de velocidad fija, descrito en la sección 3.2, con la particularidad de que las turbinas de velocidad variable sí suelen disponer de un sistema de variación del ángulo de calado de pala.

El modelo ha sido programado de forma modular para facilitar modificación y reutilización. La figura 5.17 representa el diagrama de bloques completo del modelo.

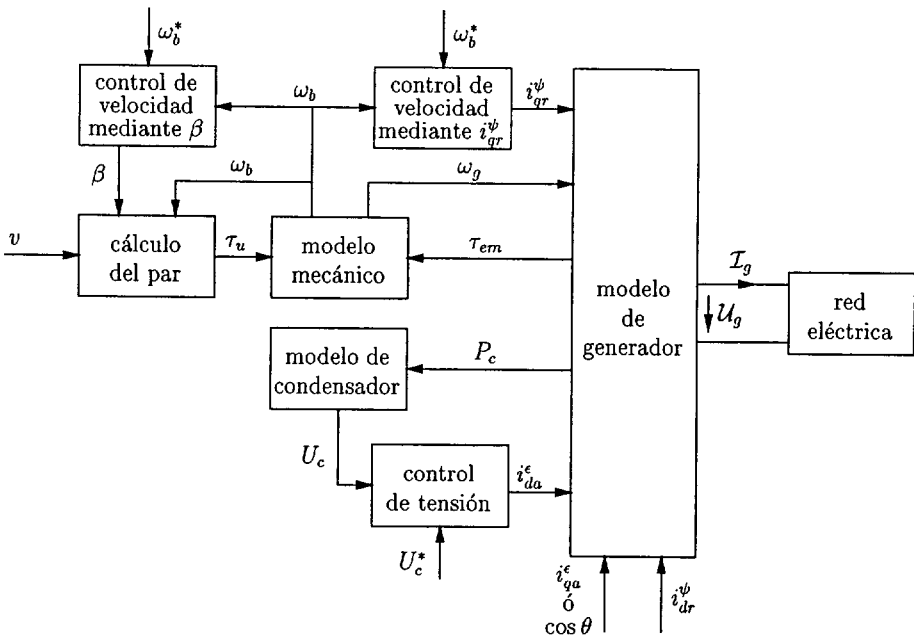


Figura 5.17: Modelo de bloques del generador doblemente alimentado.

5.5.1 Ecuaciones dinámicas

Las ecuaciones que rigen el comportamiento dinámico del sistema son:

- 1. Las ecuaciones mecánicas.
- 2. La ecuación eléctrica en la etapa de continua.

Las ecuaciones mecánicas son las mismas que en el modelo de turbina de velocidad fija:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_g}{dt} &= \frac{1}{J_g} (\tau_{aux} + D_{bg}(\omega_b - \omega_g) - D_g\omega_g - \tau_{em}) \\ \frac{d\tau_{aux}}{dt} &= K_{bg}(\omega_b - \omega_g) \\ \frac{d\omega_b}{dt} &= \frac{1}{J_b} (\tau_v - D_b\omega_b - D_{bg}(\omega_b - \omega_g) - \tau_{aux}) \end{aligned} \tag{5.37}$$

La ecuación que rige la variación de la tensión en la etapa de continua se obtiene a partir del balance de potencia en la máquina, representado en la figura 5.18 y en la tabla 5.4.

Término	Significado
P_{em}	Potencia entrante en la máquina
P_{es}	Potencia entrante en el estator
P_{er}	Potencia entrante en el rotor
P_{Rs}	Pérdidas resistivas en el estator
P_{Rr}	Pérdidas resistivas en el rotor
P_{gs}	Potencia generada por el estator
P_{gr}	Potencia generada por el rotor
P_{ga}	Potencia saliente del inversor del lado de red
P_g	Potencia total generada por la máquina
P_c	Potencia entrante al condensador de la etapa de continua

Tabla 5.4: Flujos de potencia en la máquina doblemente alimentada.



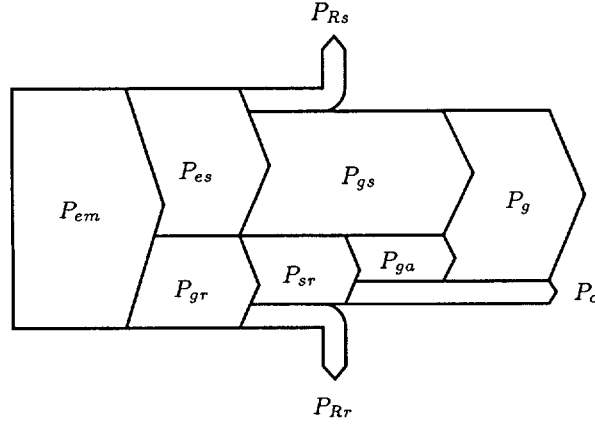


Figura 5.18: Balance de potencia en el generador doblemente alimentado.

Observando la figura 5.18 podemos escribir:

$$P_{uc} = P_{em} - P_{Rs} - P_{Rr} - P_g \quad (5.38)$$

Por otro lado, la energía en el condensador es

$$W_c = \frac{1}{2}CU_c^2 \quad (5.39)$$

y su derivada

$$\frac{dW_c}{dt} = P_c = CU_c \frac{dU_c}{dt} \quad (5.40)$$

Despejando la derivada de la tensión:

$$\frac{dU_c}{dt} = \frac{P_c}{CU_c} \quad (5.41)$$

Finalmente, sustituyendo P_c por su expresión en la ecuación 5.38 y expresando cada potencia en función de las variables empleadas en el modelo de la máquina, obtenemos la expresión de la derivada de la tensión en la etapa de continua:

$$\frac{dU_c}{dt} = \frac{1}{CU_c} [\tau_{em}\omega_g - R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2) - R_r(i_{dr}^2 + i_{qr}^2) - (u_{ds}(i_{ds} + i_{da}) + u_{qs}(i_{qs} + i_{qa}))] \quad (5.42)$$

5.5.2 Sistemas de control

Control de velocidad mediante el par electromagnético

El bucle de control de velocidad mediante el par electromagnético es el descrito por Peña et al. [74], representado en la figura 5.19.

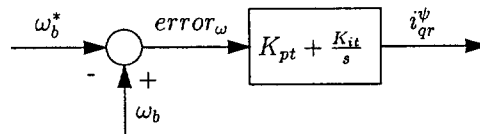


Figura 5.19: Bucle de control de la velocidad mediante el par electromagnético.

Las ecuaciones que corresponden a este sistema, expresadas de manera que se puedan emplear directamente en un programa de integración numérica, son las siguientes:

$$\begin{aligned} error_\omega &= \omega_b - \omega_b^* \\ \frac{d \, ierror_\omega}{dt} &= error_\omega \\ i_{qr}^\psi &= K_{pt} error_\omega + K_{it} ierror_\omega \end{aligned} \quad (5.43)$$

Control de velocidad mediante el ángulo de calado de pala

Este sistema de control ha sido modelado mediante un regulador PI, un limitador del ángulo y un limitador de la velocidad de variación del ángulo, como indica la figura 5.20.

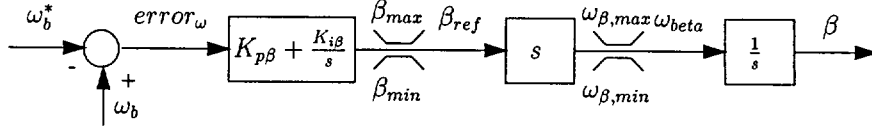


Figura 5.20: Bucle de control de la velocidad mediante el ángulo de calado de pala.

Las ecuaciones que correspondientes, expresadas de manera que sean directamente aplicables a un programa de integración numérica, son las siguientes:

$$\begin{aligned} error_\omega &= \omega_b - \omega_b^* \\ \frac{d \, ierror_\omega}{dt} &= error_\omega \\ \beta_1 &= K_{p\beta} error_\omega + K_{i\beta} ierror_\omega \\ \beta_2 &= \max(\beta_1, \beta_{min}) \\ \beta_{ref} &= \min(\beta_2, \beta_{max}) \\ \frac{d\beta_{ref}}{dt} &= \omega_{\beta 1} \\ \omega_{\beta 2} &= \max(\omega_{\beta 1}, \omega_{\beta,min}) \\ \omega_\beta &= \min(\omega_{\beta 2}, \omega_{\beta,max}) \\ \frac{d\beta}{dt} &= \omega_\beta \end{aligned} \quad (5.44)$$

La ganancia del controlador PI ha sido mantenida constante durante las simulaciones. Algunos aerogeneradores emplean la técnica de programación de ganancia, que consiste en variar la ganancia del controlador en función del ángulo β , con el fin de compensar el comportamiento no lineal del par aerodinámico [81]. Esta técnica puede integrarse en el modelo propuesto mediante el cálculo de $K_{p\beta}$ y $K_{i\beta}$ en función del ángulo β .

Control de la tensión en la etapa de continua

El bucle de control de velocidad mediante el par electromagnético es un regulador PI, descrito por Peña et al. [74], representado en la figura 5.21.

Las ecuaciones que corresponden a este sistema, expresadas de manera que se puedan emplear directamente en un programa de integración numérica, son las siguientes:

$$\begin{aligned} error_U &= U_c - U_c^* \\ \frac{d \, ierror_U}{dt} &= error_U \\ i_{da}^\epsilon &= K_{pu} error_U + K_{iu} ierror_U \end{aligned} \quad (5.45)$$

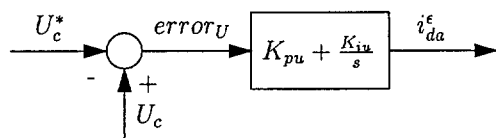


Figura 5.21: Bucle de control de la tensión en la etapa de continua.

5.6 Integración en un programa de estabilidad transitoria

Esta sección describe la aplicación práctica de los modelos propuestos. Para ello en primer lugar propone un método general para resolver un sistema con un número indeterminado de aerogeneradores conectados. A continuación establece el esquema general de un programa de simulación de sistemas eléctricos con las correspondientes llamadas a los modelos.

Los modelos han sido integrados en el programa PST [86]. El PST (Power System Toolbox, sobre MATLAB) ha sido escogido porque se distribuye con el código fuente y porque permite usar las funciones de MATLAB. Los modelos no han sido incluidos en el programa PSS/E (Power System Simulator for Engineering), porque la estructura prevista por dicho programa para añadir funciones desarrolladas por los usuarios no resulta adecuada para los modelos propuestos.

5.6.1 Representación de un número indeterminado de aerogeneradores

La simulación de un sistema eléctrico requiere la integración numérica de sus ecuaciones diferenciales. En cada paso de integración es necesario resolver el conjunto de ecuaciones algebraicas que ligán las tensiones e intensidades en los nudos de la red. Dado que los dos modelos propuestos de generador doblemente alimentado consisten en un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, en cada paso de integración es preciso resolver simultáneamente las ecuaciones de las máquinas doblemente alimentadas y las ecuaciones propias de la red.

La solución propuesta para resolver este problema se basa en el mismo método empleado habitualmente para representar cargas definidas por una determinada potencia o corriente. Sea la red representada en la figura 5.22, constituida por elementos lineales (resistencias, bobinas y condensadores) a la cual se encuentran conectados:

1. n generadores representados por una fuente de tensión detrás de una impedancia.
2. m generadores asíncronos doblemente alimentados, representados por cualquiera de los dos modelos propuestos.

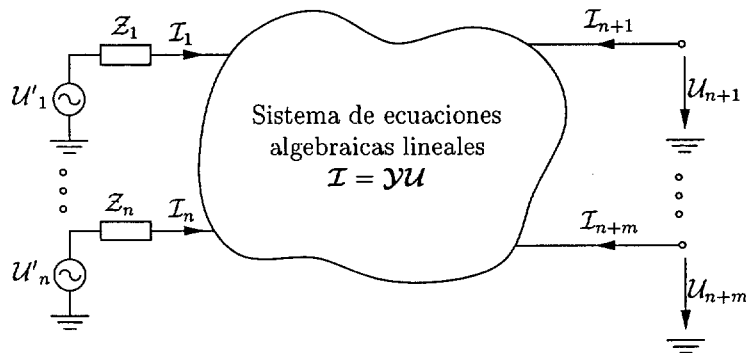


Figura 5.22: Sistema eléctrico con generadores doblemente alimentados.

La ecuación que liga la tensión y la corriente inyectada por los generadores en los $m + n$ nudos

es

$$\mathcal{I} = \mathcal{Y}\mathcal{U} \quad (5.46)$$

donde

$$\mathcal{I} = \begin{bmatrix} \mathcal{I}_1 \\ \vdots \\ \mathcal{I}_{n+m} \end{bmatrix}; \quad \mathcal{Y} = \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{1,1} & \dots & \mathcal{Y}_{1,n+m} \\ \vdots & & \vdots \\ \mathcal{Y}_{n+m,1} & \dots & \mathcal{Y}_{n+m,n+m} \end{bmatrix}; \quad \mathcal{U} = \begin{bmatrix} \mathcal{U}_1 \\ \vdots \\ \mathcal{U}_{n+m} \end{bmatrix} \quad (5.47)$$

El vector de corrientes \mathcal{I} y el vector de tensiones \mathcal{U} pueden descomponerse separando los generadores convencionales y los generadores doblemente alimentados:

$$\begin{aligned} \mathcal{I}_1 &= [\mathcal{I}_1 \dots \mathcal{I}_n]^T \\ \mathcal{I}_2 &= [\mathcal{I}_{n+1} \dots \mathcal{I}_{n+m}]^T \\ \mathcal{U}_1 &= [\mathcal{U}_1 \dots \mathcal{U}_n]^T \\ \mathcal{U}_2 &= [\mathcal{U}_{n+1} \dots \mathcal{U}_{n+m}]^T \end{aligned} \quad (5.48)$$

La matriz \mathcal{Y} es la matriz de admitancias reducida del sistema, y también puede ser descompuesta:

$$\begin{aligned} \mathcal{Y}_{11} &= \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{1,1} & \dots & \mathcal{Y}_{1,n} \\ \vdots & & \vdots \\ \mathcal{Y}_{n,1} & \dots & \mathcal{Y}_{n,n} \end{bmatrix} & \mathcal{Y}_{12} &= \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{1,n+1} & \dots & \mathcal{Y}_{1,n+m} \\ \vdots & & \vdots \\ \mathcal{Y}_{n,n+1} & \dots & \mathcal{Y}_{n,n+m} \end{bmatrix}; \\ \mathcal{Y}_{21} &= \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{n+1,1} & \dots & \mathcal{Y}_{n+1,n} \\ \vdots & & \vdots \\ \mathcal{Y}_{n+m,1} & \dots & \mathcal{Y}_{n+m,n} \end{bmatrix} & \mathcal{Y}_{22} &= \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{n+1,n+1} & \dots & \mathcal{Y}_{n+1,n+m} \\ \vdots & & \vdots \\ \mathcal{Y}_{n+m,n+1} & \dots & \mathcal{Y}_{n+m,n+m} \end{bmatrix}; \end{aligned} \quad (5.49)$$

El problema consiste en resolver simultáneamente el sistema 5.46 y las ecuaciones de los m generadores doblemente alimentados. La solución propuesta consiste en aplicar el método de Newton-Raphson, resolviendo en cada iteración los siguientes pasos.

1. Partir de un conjunto de tensiones \mathcal{U}_2^k . El conjunto de partida para la primera iteración es la solución obtenida en el paso de integración anterior.
2. Calcular el vector de corrientes en los generadores doblemente alimentados a partir del sistema 5.46:

$$\mathcal{I}_{2r}^k = [\mathcal{Y}_{21} \mathcal{Y}_{21}] \begin{bmatrix} \mathcal{U}_1 \\ \mathcal{U}_2^k \end{bmatrix} \quad (5.50)$$

3. Calcular \mathcal{I}_{2g} el vector de corrientes en los generadores doblemente alimentados a partir de los modelos de máquina.
4. Obtener el vector de error

$$\mathcal{E}^k = \mathcal{I}_{2g}^k - \mathcal{I}_{2r}^k \quad (5.51)$$

5. Si la norma de \mathcal{E}^k es menor que una determinada tolerancia, tomar \mathcal{U}_2^k como la solución del sistema. En caso contrario, calcular la matriz Jacobiana

$$J^k = \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{r22} + \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}} & -\mathcal{Y}_{i22} + \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}} \\ \mathcal{Y}_{i22} + \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}} & \mathcal{Y}_{r22} + \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}} \end{bmatrix} \quad (5.52)$$

donde

$$\begin{aligned} \mathcal{Y}_{r22} &= \text{Re}(\mathcal{Y}_{22}) & \mathcal{Y}_{i22} &= \text{Im}(\mathcal{Y}_{22}) \\ \mathcal{Y}_{r22} &= \text{Re}(\mathcal{Y}_{22}) & \mathcal{Y}_{i22} &= \text{Im}(\mathcal{Y}_{22}) \end{aligned} \quad (5.53)$$

y los términos $\frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}}, \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}}, \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}}, \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}}$ se calculan tal como se explicó en las secciones 5.1.2 y 5.2.2.

6. Calcular el nuevo vector de tensiones:

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{u}_{dq}^k &= \begin{bmatrix} \Delta u_d^k \\ \Delta u_q^k \end{bmatrix} = -(J^k)^{-1} \begin{bmatrix} \text{Re}(\mathcal{E}^k) \\ \text{Im}(\mathcal{E}^k) \end{bmatrix} \\ \mathbf{u}_2^{k+1} &= \mathbf{u}_2^{k+1} + \mathbf{u}_d^k + j\mathbf{u}_q^k \\ k &= k + 1 \end{aligned} \quad (5.54)$$

7. Volver al punto primero.

5.6.2 Inserción en el diagrama de bloques de un programa de estabilidad

Esta sección describe en qué puntos de un programa típico de estabilidad transitoria deben insertarse los modelos propuestos. La figura 5.23 representa un programa de este tipo con las correspondientes llamadas a los modelos, que se ejecutan en los siguientes puntos:

- Durante la fase de inicialización, se calculan los valores iniciales de las variables de estado de los modelos dinámicos y los sistemas de control. Para ello es necesario resolver el modelo de generador asíncrono doblemente alimentado.
- La solución de las ecuaciones algebraicas de la red debe realizarse simultáneamente a la de los modelos de generador doblemente alimentado, como se explicó anteriormente.
- Durante la fase de cálculo de salidas debe resolverse la ecuación del par aplicado por el viento, con su correspondiente búsqueda en las tablas $C_p/\lambda/\beta$. Los sistemas de control también calculan en este punto la salida de sus reguladores PI.
- El cálculo de las derivadas de las variables de estado y la integración numérica de las mismas afecta tanto a los modelos dinámicos del acoplamiento mecánico y del condensador como a los sistemas de control.

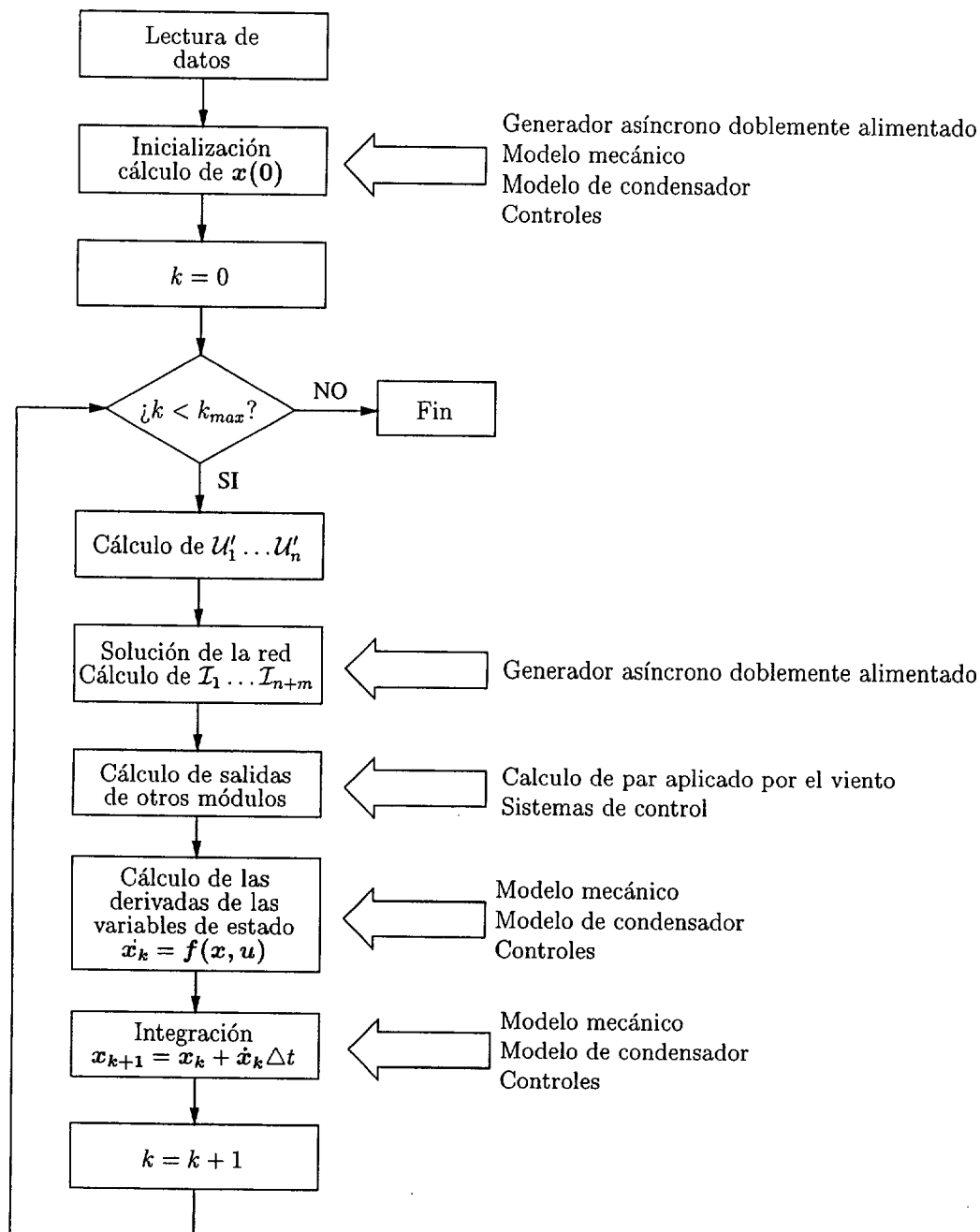


Figura 5.23: Diagrama de flujo de un programa de estabilidad transitoria.

Capítulo 6

Régimen transitorio de turbinas de velocidad variable

Este capítulo presenta el estudio dinámico de un sistema eléctrico con un parque eólico de velocidad variable. Los modelos de aerogenerador empleados son los desarrollados en el capítulo 5. El parque ha sido elegido de manera que la localización de las turbinas y la distribución del viento permiten su representación mediante una única turbina equivalente. La agregación de las turbinas sigue un método similar al expuesto en la sección 3.3.2.

Los objetivos del estudio son obtener conclusiones generales sobre el comportamiento transitorio de sistemas con este tipo de aerogeneradores y ensayar distintas técnicas de regulación. Por esta razón el caso base ha sido elegido con el propósito de ser lo más sencillo y representativo posible. El estudio no abarca la evaluación de técnicas de control en el interior del parque, lo cual exigiría la representación de cada aerogenerador por separado.

El primer apartado del capítulo describe el caso base y los puntos de funcionamiento simulados. El segundo estudia el comportamiento de la red con las protecciones y los sistemas de control empleados en la actualidad en España. El resto de los apartados estudian distintas protecciones y sistemas de control propuestos en el sector. Estas propuestas son: reenganche automático después de un fallo, control de tensión a la salida del parque eólico y participación del parque en el control primario de frecuencia.

6.1 Caso Base

La figura 6.1 muestra el caso base estudiado. Un generador síncrono y una carga conectados en el nudo uno representan a la red de transporte. La red alimenta a una carga situada en el nudo tres a través de dos líneas en paralelo y un transformador de distribución. Un parque eólico conectado en el nudo cuatro inyecta parte de la potencia consumida por la carga. El nudo tres es el punto común de conexión de la carga y el parque eólico. Las cargas son modeladas como impedancias constantes. Los parámetros dinámicos de los componentes del sistema se recogen en la sección B.3.

La potencia de cortocircuito en el punto común de conexión es 20 veces la potencia nominal del parque eólico, tal como exige la legislación española. Los parámetros del generador síncrono se muestran en la tabla B.8. La potencia nominal del generador síncrono es 400 MW y la potencia instalada en el parque eólico es 40 MW. Por tanto, la potencia instalada eólica representa un 10% de la convencional.

La constante de tiempo del regulador de velocidad de los aerogeneradores de velocidad variable es relativamente lenta (5-15 segundos), lo cual obliga a tiempos de simulación más largos. Durante este periodo de tiempo es necesario considerar la actuación de la regulación primaria de frecuencia. Por esta razón, el generador síncrono ha sido equipado con un regulador de velocidad convencional representado en la figura 6.2. Los parámetros de este regulador se muestran en la tabla B.9.

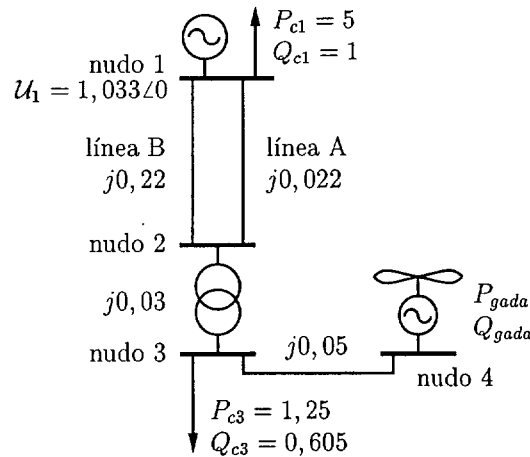


Figura 6.1: Caso base.

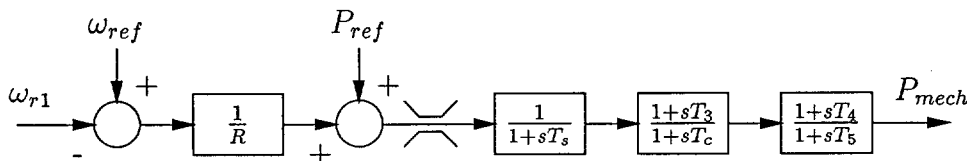


Figura 6.2: Regulador de velocidad.

El sistema de control de los aerogeneradores ha sido diseñado de manera que resulte representativo de los equipos comerciales disponibles. La figura 6.3 muestra la característica en régimen permanente del aerogenerador estudiado. Tal como indica la figura, existen dos modos de actuación en función de la velocidad del viento incidente: funcionamiento a carga parcial (menos de 12 m/s) y funcionamiento a plena carga (a partir de 12 m/s).

1. Durante el funcionamiento a carga parcial, el control de velocidad trata de seguir el punto de funcionamiento óptimo. La consigna de velocidad coincide con el punto de máximo coeficiente de potencia. El control de paso de pala permanece saturado en el ángulo mínimo.
2. A plena carga, el aerogenerador proporciona la máxima potencia posible. En estas condiciones el par electromagnético es fijo, y la velocidad de giro de la turbina se regula mediante el control de paso de pala. Como puede observarse en la figura 6.3 la potencia eléctrica proporcionada por la turbina es sensiblemente superior a la potencia nominal del generador. La razón es que parte de la potencia eléctrica es suministrada a través del estator, y parte a través del puente convertidor.

Los parámetros de la turbina eólica y del generador se muestran en las tablas B.10 y B.11 respectivamente. La figura B.1 representa la relación entre el coeficiente de velocidad específica λ , el ángulo de calado de pala β y el coeficiente de potencia C_p .

Sobre este caso base han sido estudiadas varias perturbaciones partiendo de distintos puntos de funcionamiento. Las condiciones iniciales de los casos estudiados están recogidas en la tabla 6.1. Estos puntos están indicados con números en la figura 6.3. Los casos 1-4 corresponden al funcionamiento a carga parcial, y los casos 5-8 al funcionamiento a plena carga.

Las protecciones considerados son la de mínima y máxima tensión en el nudo de conexión del parque y la de sobrevelocidad de las palas. Ambos sistemas de protección provocan la desconexión instantánea de los aerogeneradores si son sobrepasados los umbrales establecidos.

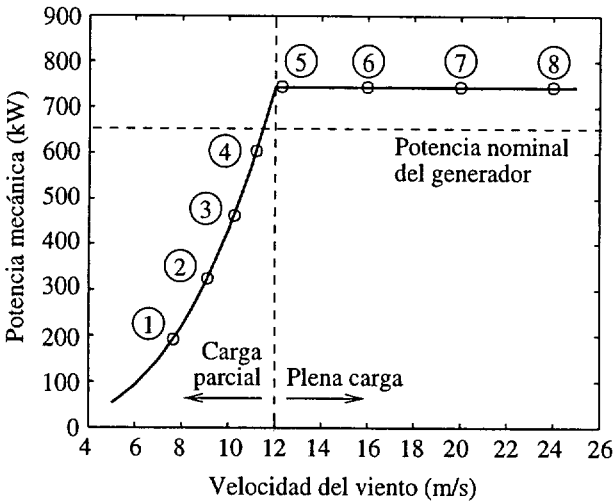


Figura 6.3: Puntos de funcionamiento estudiados.

Caso	Viento (m/s)	Potencia eléctrica (p.u.)	Velocidad de giro (p.u.)	Ángulo de pala (grados)	Factor de potencia
1	7,64	0,278	0,7	0	1
2	9,09	0,471	0,83	0	1
3	10,24	0,676	0,94	0	1
4	11,2	0,885	1,03	0	1
5	12,2	1,12	1,1	0,20	1
6	16	1,12	1,1	2,14	1
7	20	1,12	1,1	2,29	1
8	24	1,12	1,1	2,39	1

Tabla 6.1: Condiciones iniciales de los casos estudiados.

6.2 Sistema de protección actual

La legislación vigente en España establece la obligación de dotar a los parques eólicos con tres relés de mínima tensión instantáneos entre fases, regulados a $0,85U_m$, donde U_m es la tensión media entre fases [33]. Esta protección provoca la desconexión instantánea de los parques ante fallos polifásicos en la cercanía de los mismos.

Por otro lado, los convertidores electrónicos son muy sensibles ante las caídas de tensión. Por esta razón, aún en el caso de que la legislación permitiese a los parques eólicos permanecer conectados a tensiones anormalmente bajas, este modo de funcionamiento plantearía un problema técnico que no ha sido abordado en la literatura consultada.

Esta sección estudia el comportamiento del caso base ante perturbaciones severas cuando el parque eólico se encuentra protegido mediante el relé establecido por la legislación. Dado el carácter instantáneo de esta protección, el parque tan sólo permanece conectado en el caso de que la perturbación no origine un descenso de la tensión por debajo del 85% de la tensión inicial. Los casos estudiados abarcan un cortocircuito trifásico a través de una impedancia, la pérdida de una línea, y un cortocircuito trifásico directo con la consecuente pérdida del parque. (Un cuarto caso, la pérdida parcial de carga, ha sido incluido entre los casos de control primario de frecuencia en el parque –sección 6.5– para facilitar la comparación de resultados.)

6.2.1 Cortocircuito trifásico a través de una impedancia

El objetivo de este caso es estudiar la evolución del aerogenerador ante una caída de tensión transitoria. El valor de la caída de tensión es el máximo permitido por la legislación sin provocar

la desconexión el parque. A partir del caso base un cortocircuito es aplicado en el centro de la línea A a través de una impedancia $Z_{cc} = 0,07$ p.u., tal como indica la figura 6.4. El cortocircuito es despejado a los dos segundos sin desconectar la línea afectada, de manera que la situación final de la red es igual a la inicial.

Durante el cortocircuito la tensión en el nudo tres y en el parque eólico desciende desciende un porcentaje similar en todos los casos, aproximadamente hasta un 87% del valor inicial. La figura 6.5 representa la tensión en el parque eólico en el caso 4. El parque eólico permanece conectado, ya que la caída de tensión es insuficiente para que actúe la protección de mínima tensión.

Como puede observarse en la figura 6.5 la recuperación de la tensión después del despeje de fallo es instantánea, dado que la excitación de la máquina es independiente de la red y proviene de los convertidores electrónicos. Este comportamiento es distinto al de los parques eólicos de velocidad fija con generadores de inducción, en los cuales la excitación proviene de la red, lo cual provoca una recuperación de la tensión lenta y acompañada de consumo de potencia reactiva.

La figura 6.6 representa la evolución del par electromagnético. Puede observarse que el par decae durante el fallo. La razón es que el par electromagnético es proporcional al enlace de flujo en el estator ψ_s y a la componente de la corriente rotórica perpendicular al enlace de flujo en el estator i_{qr}^ϕ . En valores por unidad:

$$\tau_{em} = \frac{X_m}{X_s} (\psi_s i_{qr}^\phi) \quad (6.1)$$

El control del par electromagnético del aerogenerador simulado supone, por simplificación del diseño, que el enlace de flujo ψ_s permanece constante [74]. Esta premisa es cierta mientras la tensión no varía, ya que, si despreciamos la resistencia en el estator, el enlace de flujo estático y la tensión en los bornes de la máquina son proporcionales. Sin embargo, al descender la tensión en los bornes por efecto del fallo, el enlace de flujo estático desciende en la misma proporción, y por tanto también desciende el par electromagnético en función de la ecuación 6.1. Una vez despejado el fallo, las máquinas recuperan el par electromagnético inicial, dado que la tensión posterior al fallo es igual a la inicial.

Técnicamente es posible corregir la variación de τ_{em} en función de la tensión en el estator, si bien esta práctica no ha sido ejecutada en los sistemas de control consultados en la bibliografía. Para corregir τ_{em} es posible actuar sobre la tensión en el estator U_s o sobre la componente i_{qr} . La tensión en el estator puede ser regulada desde el convertidor del lado del rotor mediante i_{dr}^ϕ , o desde el convertidor del lado de la red mediante i_{qa}^ϵ . La sección 6.4 muestra un esquema de control de la tensión en el estator. La componente de la corriente rotórica i_{qr} puede ser regulada directamente por el correspondiente sistema de control.

Los casos 5-8, correspondientes al funcionamiento en plena carga, recuperan inmediatamente el par electromagnético una vez despejado el fallo. La componente i_{qr}^ϕ se encuentra saturada a su valor máximo y permanece constante durante toda la simulación. La situación es distinta en los casos 1-4, correspondientes al funcionamiento a carga parcial, en los cuales la velocidad es controlada a través del par electromagnético. Como consecuencia, durante el fallo la máquina se acelera y el par electromagnético es aumentado por el control de velocidad con el fin de recuperar la velocidad de referencia.

Este fenómeno puede observarse más claramente en la figura 6.7, que representa la evolución de la componente i_{qr}^ϕ . En los casos 5-8 permanece saturada a su valor máximo durante toda la simulación. En los casos 1-4 crece durante el fallo en respuesta al incremento de velocidad de las palas, una vez despejado el fallo permanece por encima del valor inicial mientras la velocidad supera la de referencia, y lentamente retorna a su valor inicial con la constante de tiempo propia del control de velocidad (aproximadamente 10 segundos).

La figura 6.8 muestra las potencias activa y reactiva aportadas por el parque. La potencia activa refleja el descenso en el par electromagnético durante el fallo. Su valor es similar al producto del par electromagnético por la velocidad de giro del rotor, descontando las pérdidas en las resistencias y la variación de la energía almacenada en la etapa de continua, que son proporcionalmente pequeñas.

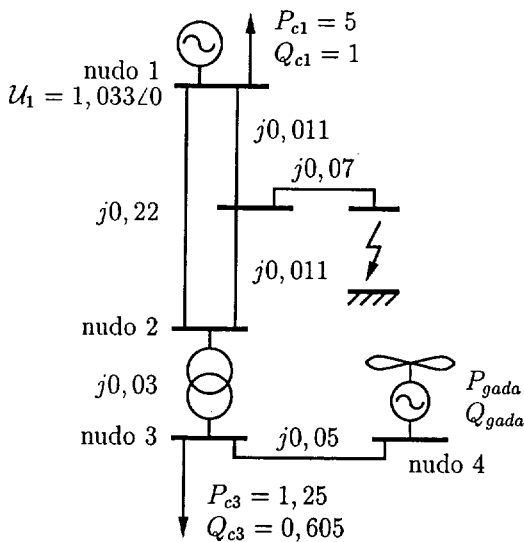


Figura 6.4: Cortocircuito a través de una impedancia.

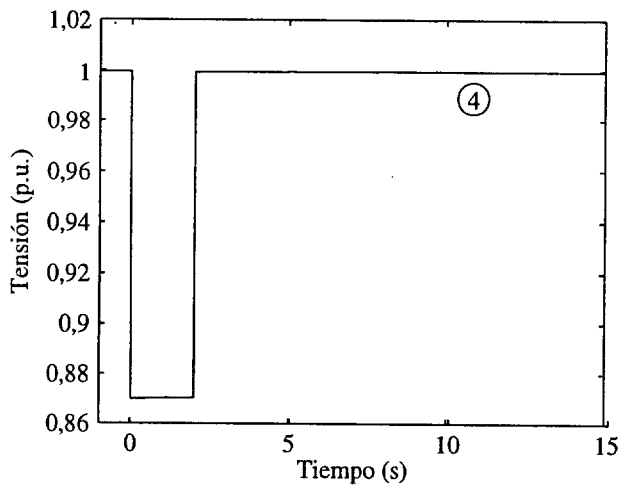


Figura 6.5: Tensión en el parque eólico en el caso 4.

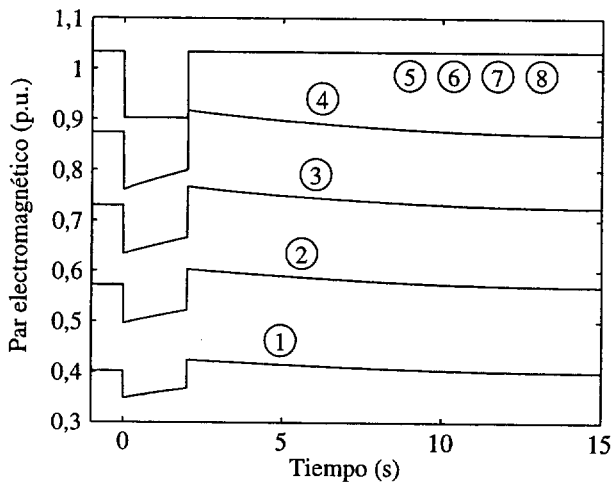


Figura 6.6: Par electromagnético.

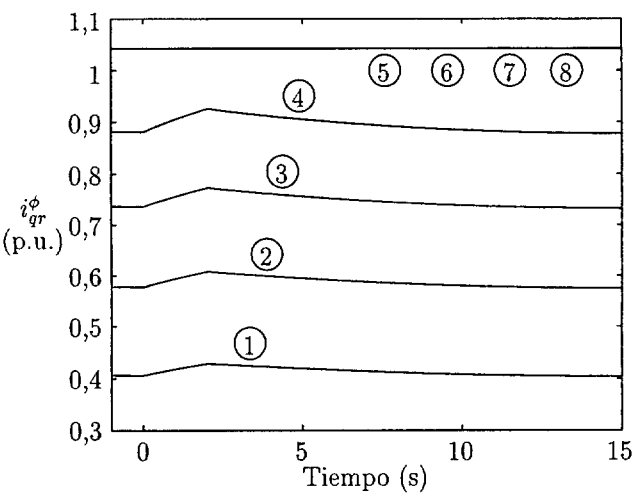


Figura 6.7: Componente en cuadratura de la corriente en el rotor.

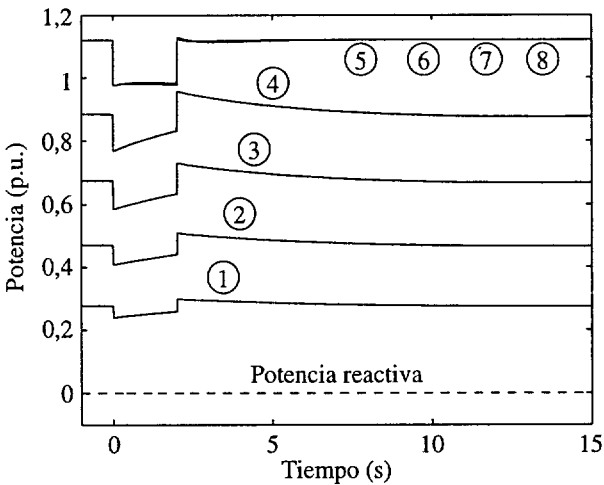


Figura 6.8: Potencia cedida por el parque eólico.

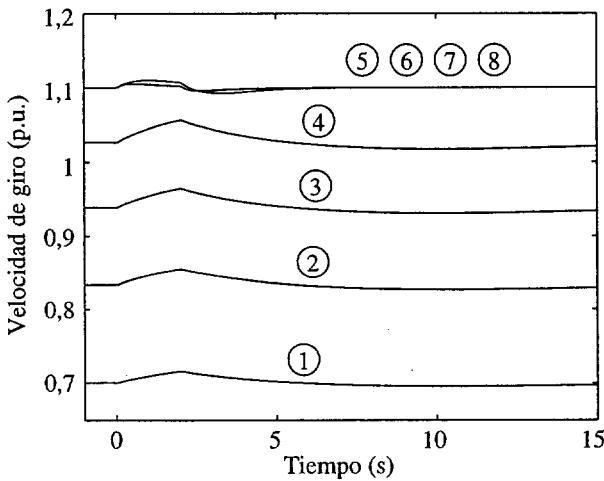


Figura 6.9: Velocidad de giro del eje de baja velocidad.

La potencia reactiva permanece nula durante todas las simulaciones, ya que el factor de potencia asignado al parque es uno.

La figura 6.9 representa la velocidad de giro de las palas en los ocho casos estudiados. A carga parcial (casos 1-4) el control de velocidad es más suave, dado que el control a través del par electromagnético es lento con el fin de atenuar los esfuerzos en el sistema de transmisión y las oscilaciones en la potencia eléctrica de salida. A plena carga (casos 5-8) el control de velocidad es ejecutado por el ángulo de calado de las palas y es más rápido para evitar que una sobreoscilación excesiva dispare la protección de sobrevelocidad.

Los casos estudiados muestran una diferencia de velocidad pequeña entre las palas y el generador. La figura 6.10 representa la frecuencia de los ejes de alta y baja velocidad en el caso cuatro (la diferencia en los demás casos es similar). Al contrario que en los generadores síncronos, la variación de velocidad en el generador no se transmite a la potencia eléctrica, pero en cambio sí afecta sensiblemente a la tensión en la etapa de continua, como veremos a continuación.

Las figuras 6.11 y 6.12 muestran la tensión en la etapa de continua U_c en los casos en los que el parque funciona a carga parcial y a plena carga, respectivamente. Al producirse el fallo se aprecia un incremento de tensión brusco debido a la oscilación del eje de alta velocidad. Lo mismo ocurre, en sentido inverso, en el momento del despeje de fallo. Posteriormente, mientras dura el período transitorio la variación en la corriente rotórica y en las pérdidas del sistema provocan una variación de U_c , que en el peor caso alcanza un 1% del valor de referencia.

La oscilación inicial de U_c es tanto mayor cuanto mayor es el salto del par electromagnético, y cobra mayor importancia en los fallos más severos. El principal interés de representar por separado los ejes de alta y baja velocidad es calcular con exactitud la oscilación de tensión en la etapa de continua.

La tensión en la etapa de continua es controlada mediante la componente activa de la corriente en el inversor del lado de red i_{da}^e . La figura 6.13 representa esta componente en cada uno de los casos simulados. Como puede observarse, en los casos 1-3 la componente i_{da}^e es negativa en régimen permanente. Esto indica que la potencia activa fluye desde la red hacia el rotor a través de la etapa de continua. La razón es que en los puntos de funcionamiento por debajo de la velocidad de sincronismo la potencia saliente por el rotor es negativa, como puede deducirse de la ecuación 5.25. En los casos 4-8 la máquina gira a velocidades por encima de la de sincronismo, y el sentido del flujo de potencia activa es desde el rotor hacia la red.

Durante el funcionamiento a carga parcial el ángulo de calado de pala permanece constante e igual a su valor mínimo, dado que la velocidad es controlada a través del par electromagnético. A plena carga, el ángulo varía en función de la velocidad de giro de acuerdo con el lazo de control correspondiente. La figura 6.14 muestra la evolución del ángulo de calado de pala en los casos simulados a plena carga (5-8). Durante el fallo la diferencia entre el par mecánico aplicado sobre las palas y el par electromagnético acelera la turbina. Como consecuencia el ángulo de calado aumenta, el coeficiente de potencia disminuye, y disminuye también el par mecánico aplicado por el viento sobre las palas.

La variación del ángulo de calado es mayor en el caso 5 que en los casos 6-8. La razón es que la turbina opera en un punto de funcionamiento en el cual la sensibilidad del coeficiente de potencia C_p respecto al ángulo de calado β es menor, como puede apreciarse en la figura 6.15.

En conjunto, el caso estudiado permite conocer el comportamiento transitorio de un parque de velocidad variable con generadores asíncronos doblemente alimentados ante la máxima caída momentánea de tensión permitida por la legislación vigente en España sin desconexión del parque. Las conclusiones más relevantes son las siguientes:

1. El comportamiento del parque ante esta perturbación no representa un problema desde el punto de vista de la estabilidad transitoria.
2. Atendiendo a la evolución de la tensión el parque presenta un buen comportamiento, tras el despeje del fallo la recuperación de la tensión es inmediata, al contrario que en los parques que emplean generadores de inducción.

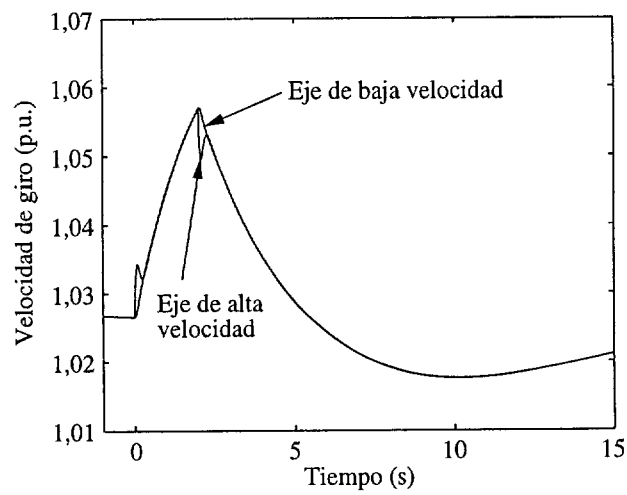


Figura 6.10: Velocidad de giro de los ejes de alta y baja velocidad en el caso cuatro.

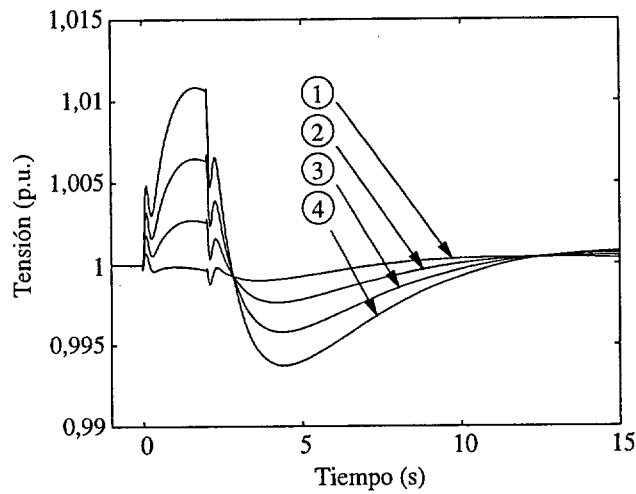


Figura 6.11: Tensión en la etapa de continua.

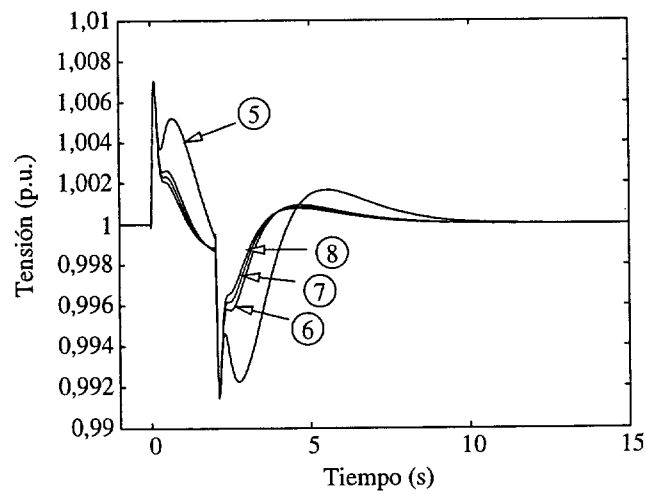


Figura 6.12: Tensión en la etapa de continua.

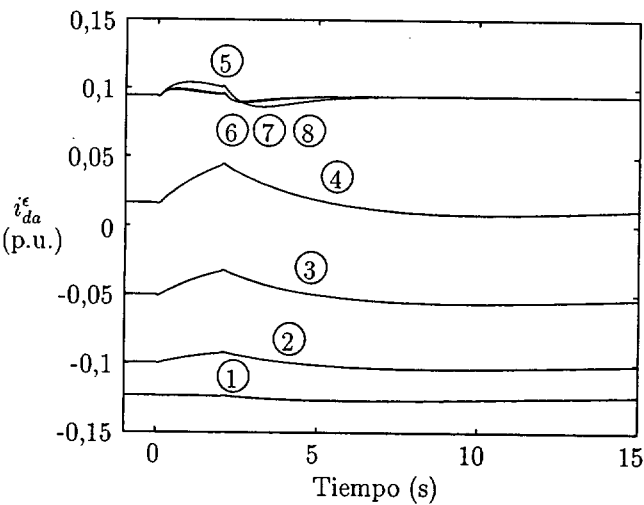


Figura 6.13: Componente de la corriente en el inversor del lado de red en fase con la tensión.

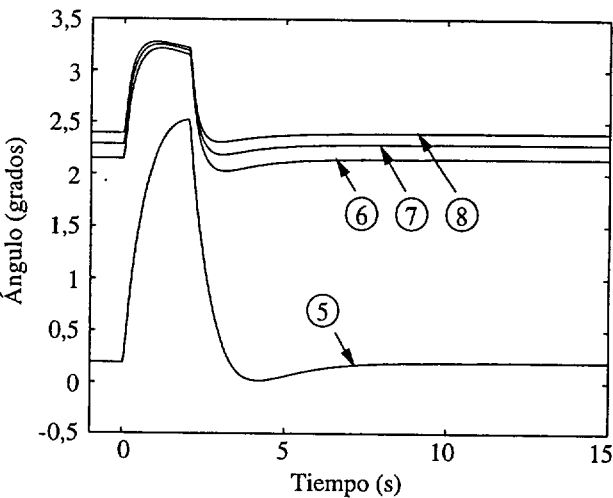


Figura 6.14: Ángulo de calado de pala.

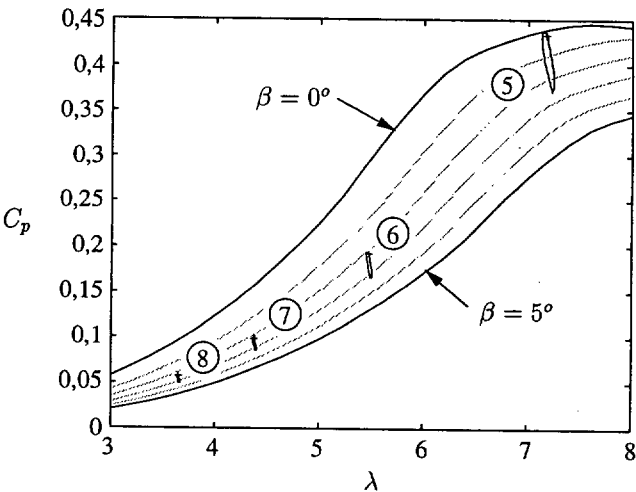


Figura 6.15: Trayectoria de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$.

3. La caída de tensión provoca una disminución proporcional de la potencia aportada por el parque eólico, es decir, aproximadamente un 15%. Esta caída de la potencia activa puede ser corregida modificando el sistema de control.
4. La tensión en la etapa de continua permanece dentro de límites admisibles, gracias a la acción del inversor del lado de red.
5. La velocidad permanece dentro de límites admisibles a plena carga, gracias a la acción del control de ángulo de calado de pala.

6.2.2 Pérdida de una línea

El objetivo de este caso es estudiar el comportamiento del sistema ante la máxima caída de tensión permitida por la legislación sin desconectar el parque, cuando esta caída de tensión se prolonga en el tiempo. La perturbación aplicada es la pérdida de la línea A en el instante $t = 0$ segundos, tal como indica la figura 6.16. El fallo provoca una caída de tensión en el nudo tres y en el parque eólico.

La figura 6.17 representa la tensión en el parque en cada uno de los ocho casos. La magnitud del escalón de tensión es siempre similar, provocando un descenso de la tensión hasta aproximadamente un 88% del valor inicial. Al contrario que en el caso del cortocircuito a través de una impedancia estudiado en la sección 6.2.1, en el cual la tensión recupera su valor inicial al despejar el fallo, en este caso la línea no vuelve a conectarse y la caída de tensión es permanente. Además, tras el fallo la tensión permanece prácticamente constante, dado que en la zona de distribución representada por los nudos tres y cuatro no existe ningún mecanismo de control de tensión.

Tal como se aprecia en la figura 6.18, La caída de tensión provoca una caída del par electromagnético en el momento del fallo. La misma discusión sobre la relación entre la tensión y el par desarrollada en el análisis del cortocircuito a través de una impedancia en la sección 6.2.1 es aplicable a este caso. Durante el funcionamiento a plena carga (casos 5-8) la pérdida de par electromagnético es permanente, dado que el control de par se encuentra saturado. A carga parcial (casos 1-4) el par electromagnético recupera su valor aproximadamente a los 10 segundos por efecto del control de velocidad, como se explica más adelante.

La figura 6.19 representa la componente de la corriente rotórica i_{qr}^ϕ , a través de la cual es controlado el par electromagnético. Como consecuencia de la caída de par por efecto de la pérdida de la línea, la velocidad de la turbina aumenta. Durante el funcionamiento a carga parcial (casos 1-4) el control de velocidad incrementa i_{qr}^ϕ para aumentar el par y recuperar así la velocidad de referencia. En los casos simulados a plena carga (5-8), el par electromagnético no puede crecer, puesto que i_{qr}^ϕ ha alcanzado su valor máximo.

La figura 6.20 muestra la potencia cedida por el parque eólico. La potencia es similar al producto del par electromagnético por la velocidad del rotor, descontando las pérdidas resistivas y las variaciones de la energía acumulada en la etapa de continua, que son pequeñas en comparación con la potencia total. La caída porcentual de potencia en el momento de producirse el fallo es aproximadamente igual en todos los casos, ya que la potencia es proporcional al par, éste es proporcional al módulo de la tensión, y la variación de tensión es la misma en los ocho puntos de funcionamiento, tal como se aprecia en la figura 6.17. A plena carga la pérdida de potencia es permanente ya que el par electromagnético es menor y la velocidad de giro es la inicial. Por otro lado, la potencia reactiva producida es nula en todo momento, puesto que la referencia de factor de potencia es igual a uno.

La figura 6.21 representa la velocidad de giro de las palas. La caída de par electromagnético, debida a la caída de tensión, provoca la aceleración del rotor en todos los casos. A carga parcial (casos 1-4), actúa el control de par electromagnético con su constante de tiempo característica, aproximadamente de 10 segundos. A plena carga (casos 5-8) actúa el control de ángulo de calado de pala, más rápido, con el objetivo de limitar la velocidad de las palas.

La evolución del ángulo de calado de pala durante el funcionamiento a plena carga puede apreciarse en las figuras 6.22 y 6.23. Al igual que en el caso del cortocircuito a través de una

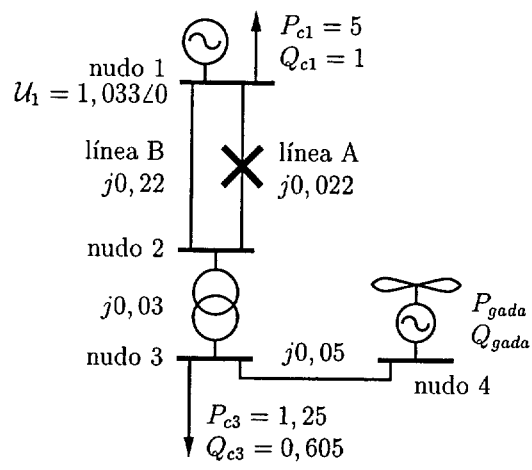


Figura 6.16: Pérdida de una línea.

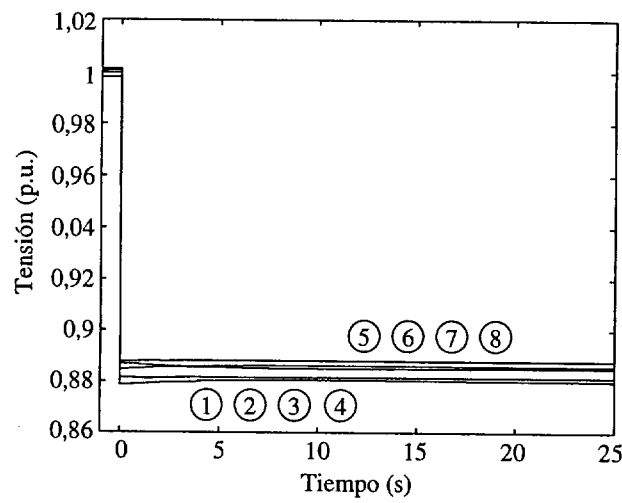


Figura 6.17: Tensión en el parque eólico.

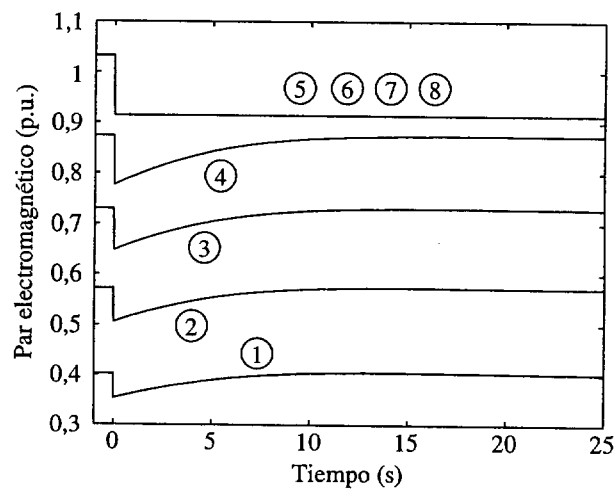


Figura 6.18: Par electromagnético.

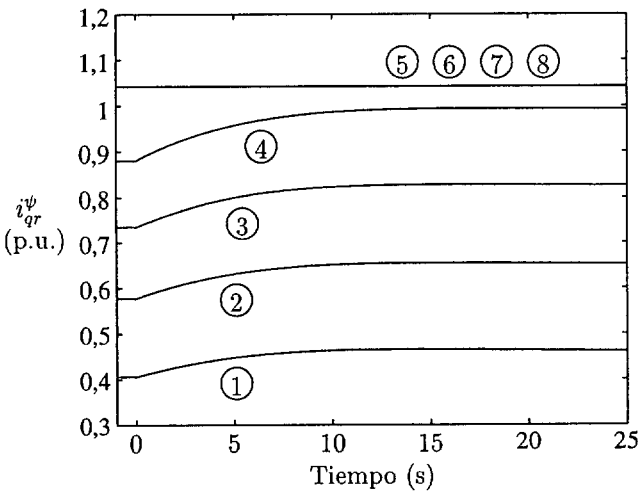


Figura 6.19: Componente en cuadratura de la corriente en el rotor.

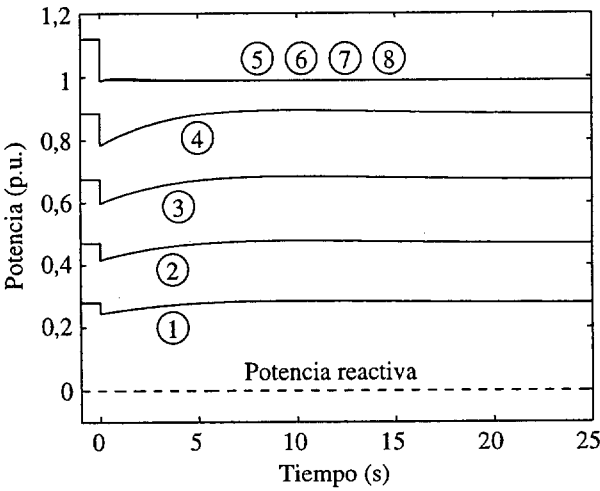


Figura 6.20: Potencia cedida por el parque eólico.

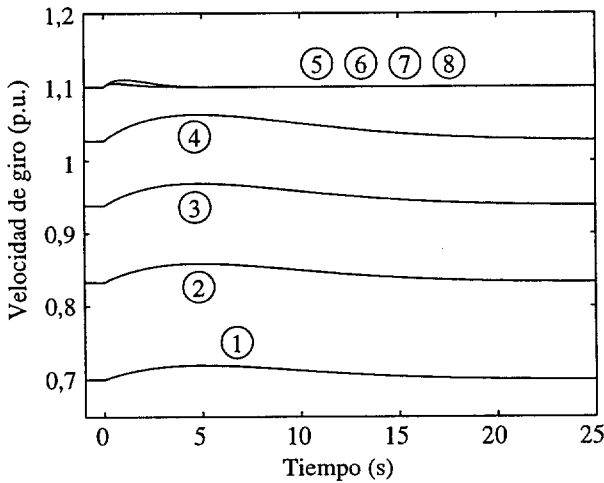


Figura 6.21: Velocidad de giro de las palas.

impedancia, la mayor variación del ángulo de calado en el caso cinco se debe a que la turbina opera en un punto en el que la sensibilidad del coeficiente de potencia C_p respecto al ángulo de calado β es menor, tal como se aprecia en la figura 6.23.

El punto de equilibrio es distinto antes y después del fallo debido al cambio de topología del sistema, por lo cual el ángulo final en régimen permanente es distinto del inicial. La pérdida de par electromagnético provoca el desplazamiento del equilibrio hacia un punto en el que el ángulo β es mayor, y por tanto el par mecánico aplicado por el viento menor, de manera que se igualan ambos pares.

A plena carga, las variaciones del ángulo de calado de pala y de la velocidad de giro apenas afectan a las variables eléctricas de la máquina, tal como se aprecia en las curvas 5-8 de las gráficas de la tensión (figura 6.17) y de la potencia eléctrica (figura 6.20). No obstante, desde el punto de vista eléctrico el cálculo de las variables mecánicas es necesario para representar las protecciones de sobrevelocidad y tensión en la etapa de continua.

La variación de la tensión en la etapa de continua es pequeña, tal como se aprecia en las figuras 6.24 y 6.25. Esta tensión es sensible a cualquier variación en el sistema, tanto en la corriente rotórica como en la tensión de conexión o en las pérdidas en las resistencias. Por tanto, y al igual que en caso del cortocircuito a través de una impedancia, la tensión en la etapa de continua no alcanza el régimen permanente hasta que el sistema se encuentra completamente estabilizado.

Atendiendo al generador síncrono, la potencia generada se ve afectada por la evolución de la potencia consumida en la carga del nudo 3 y de la potencia generada en el parque del nudo 4. La potencia consumida en el nudo 3 es proporcional a la tensión al cuadrado, ya que la carga es modelada mediante una admitancia constante. La potencia generada en el parque decae proporcionalmente a la caída de tensión, como indica la figura 6.20. Posteriormente, en los casos a carga parcial la potencia se recupera a los pocos segundos, mientras en los casos a plena carga la potencia no se recupera y permanece constante durante el resto de la simulación.

La potencia eléctrica aportada por el generador síncrono, representada en la figura 6.26, refleja ambos efectos. En el momento de producirse el fallo desciende la potencia aportada por el generador, debido a que el descenso de la potencia consumida en el nudo 3, proporcional a la tensión al cuadrado, es mayor que el descenso de la potencia aportada en el nudo 4, proporcional a la tensión. Posteriormente, a carga parcial (casos 1-4) la potencia generada por el parque se recupera, lo que provoca una caída adicional de la potencia aportada por el generador síncrono durante los segundos posteriores al fallo. Por el contrario, a plena carga (casos 5-8) la potencia aportada por el parque no se recupera, y la potencia del generador síncrono permanece constante. En cualquier caso, es conveniente observar que la variación de la potencia consumida en el nudo 3 depende del modelo de carga empleado.

La variación del flujo de potencia activa repercute sobre la frecuencia del sistema. La figura 6.27 representa dicha frecuencia en Hertzios, calculada a partir de la velocidad de giro del generador síncrono. En el peor de los casos la frecuencia alcanza un pico del orden de 50,16 Hz, aproximadamente un 100,3% de la frecuencia de referencia de 50 Hz. Esta situación corresponde al caso uno, en el cual la disminución de potencia aportada por el parque es menor. A la vista de la figura 6.27, la generación eólica repercute beneficiosamente sobre el control de la frecuencia. La razón es que el parque eólico se encuentra cerca de la carga, y el descenso de tensión provoca una caída simultánea del consumo de la carga y de la generación eólica.

Una vez alcanzado el régimen permanente, el control primario de frecuencia, ejecutado por el regulador de velocidad, corrige la potencia mecánica entrante al generador convencional y establece la frecuencia ligeramente por encima de la de referencia. La frecuencia final alcanza 50,07 Hz en el peor de los casos.

Las principales conclusiones obtenidas en este caso son:

1. A plena carga una variación permanente de tensión provoca una variación permanente y proporcional de la potencia generada por el parque eólico. Al igual que en el caso anterior, esta caída de la potencia activa puede ser corregida modificando el sistema de control.
2. A carga parcial una variación permanente de tensión provoca un descenso transitorio de la

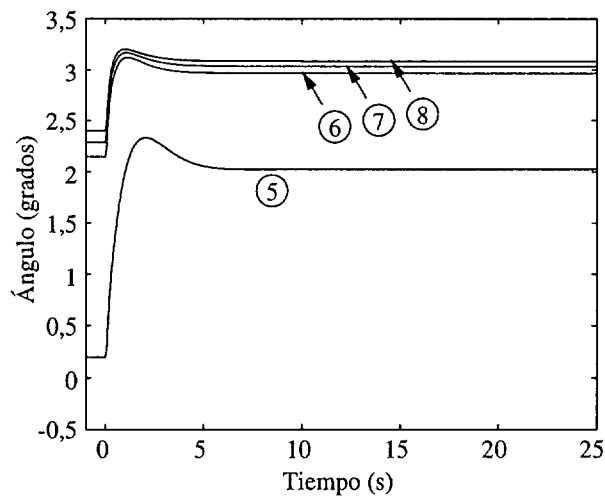


Figura 6.22: Ángulo de calado de pala.

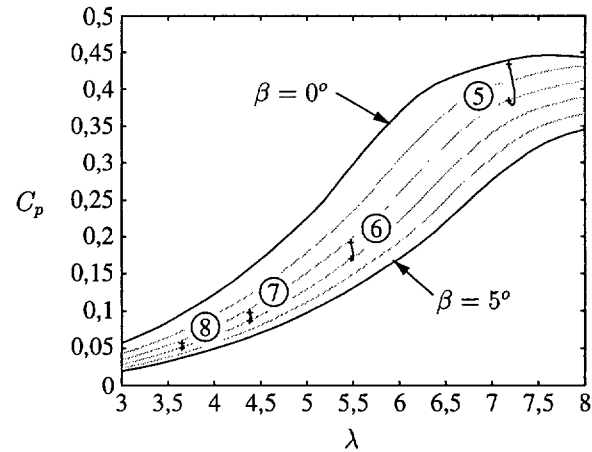


Figura 6.23: Trayectoria de la turbina sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$.

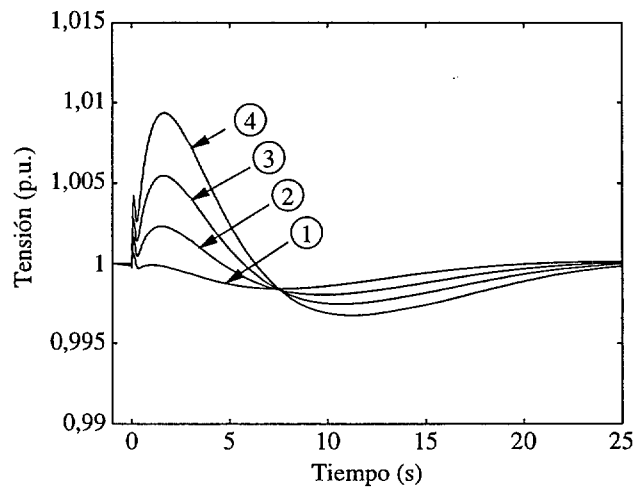


Figura 6.24: Tensión en la etapa de continua.

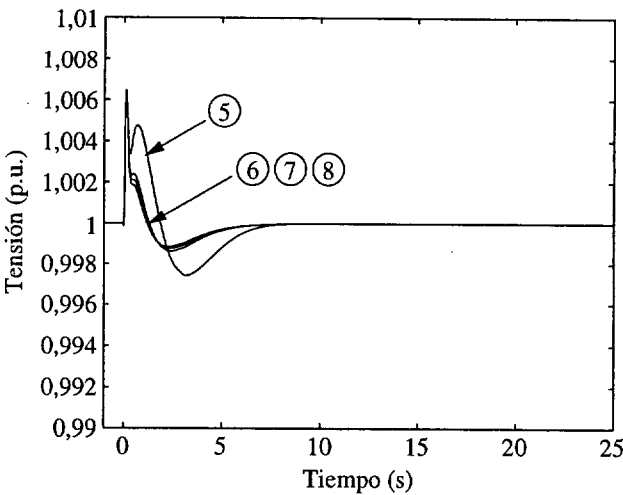


Figura 6.25: Tensión en la etapa de continua.

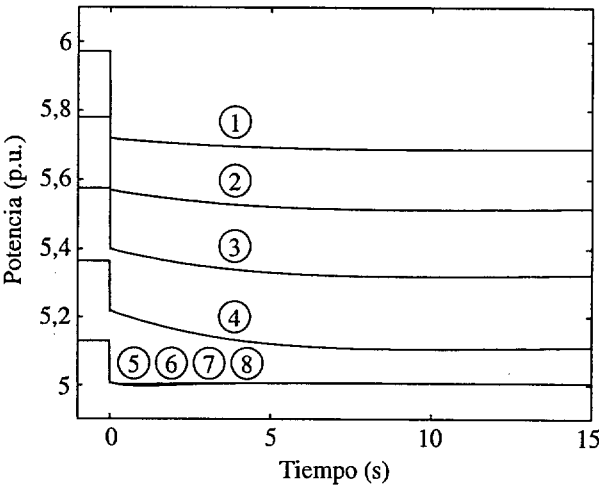


Figura 6.26: Potencia eléctrica aportada por el generador síncrono.

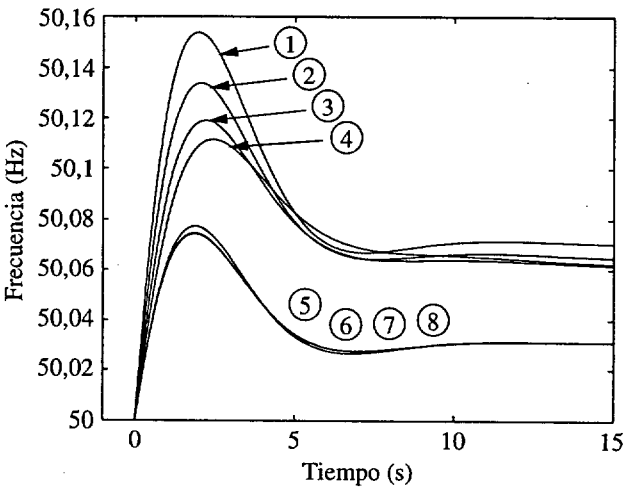


Figura 6.27: Frecuencia del sistema.

potencia generada por el parque eólico y un incremento permanente de la componente de la corriente rotórica i_{qr}^{ϕ} .

3. La presencia de generación eólica tiene un efecto beneficioso sobre el control de frecuencia de este sistema, ya que el descenso de tensión provoca simultáneamente un descenso de la potencia generada por el parque y de la potencia consumida por la carga próxima.
4. El fallo estudiado no compromete la estabilidad transitoria del sistema.

6.2.3 Cortocircuito trifásico

El objetivo de este caso es estudiar la evolución del sistema ante un cortocircuito trifásico que provoque la desconexión del parque eólico. El cortocircuito es provocado en el instante $t = 0$ s en el nudo 2, en un punto perteneciente a la línea B que une los nudos 1 y 2, tal como indica la figura 6.28. En el instante $t = 0,2$ ms el fallo es despejado mediante la desconexión de la línea afectada.

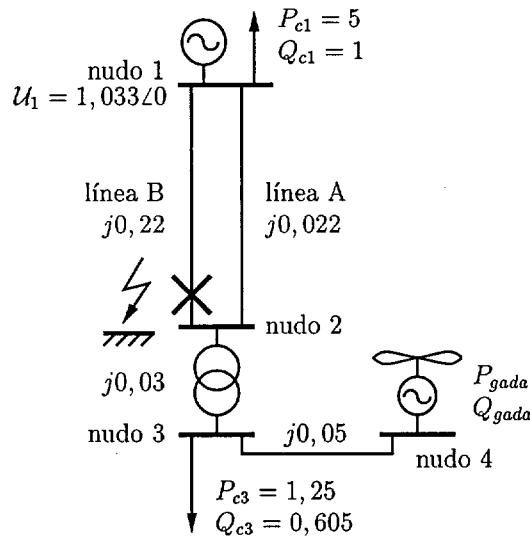


Figura 6.28: Cortocircuito en el nudo dos.

La figura 6.29 representa la tensión en el nudo 3 en cada uno de los casos. Como puede observarse, el cortocircuito provoca una caída brusca de tensión en el sistema, similar en los ocho casos estudiados. Esta caída dispara la protección de mínima tensión, provocando la desconexión inmediata del parque eólico. Por tanto el generador síncrono, después de sufrir la pérdida momentánea de par, debe afrontar la pérdida de la generación eólica.

La figura 6.30 muestra la potencia cedida por el generador síncrono. Durante el fallo la potencia desciende drásticamente debido a la caída de tensión. Una vez despejado el fallo la tensión se recupera y la carga en el nudo tres vuelve a consumir la potencia inicial, pero el parque eólico ya no sigue conectado al sistema. Por tanto, después del fallo el generador aporta tanto su potencia inicial como la que producía el parque eólico. La reserva del sistema debe ser suficiente para que el generador síncrono aporte la potencia necesaria para reemplazar la potencia perdida con la desconexión del parque. El incremento de potencia en el generador síncrono es mayor cuanto mayor es la potencia inicial del parque eólico, de manera que la situación más extrema se produce a plena carga (casos 5-8).

Tanto el cortocircuito como la pérdida de generación eólica repercuten sobre la frecuencia del sistema, representada en la figura 6.31. Durante el fallo el rotor del generador síncrono se acelera rápidamente. Una vez despejado el fallo el par electromagnético se restablece, el rotor oscila y la frecuencia se recupera hasta estabilizarse en un valor que depende del balance final de potencia.

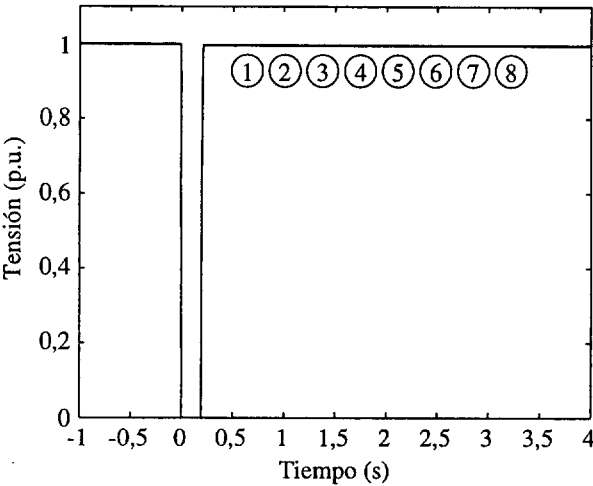


Figura 6.29: Tensión en el nudo tres.

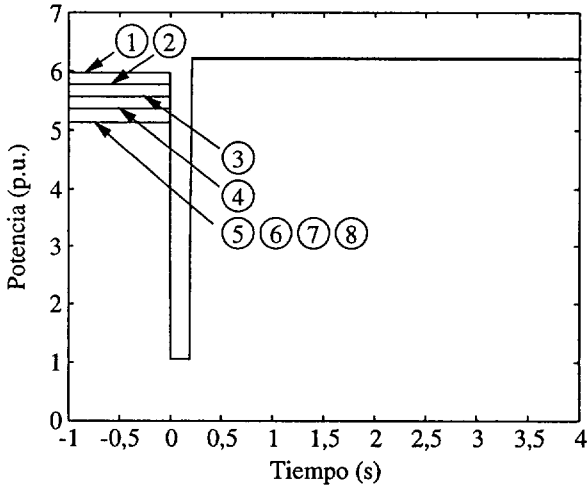


Figura 6.30: Potencia eléctrica aportada por el generador síncrono.

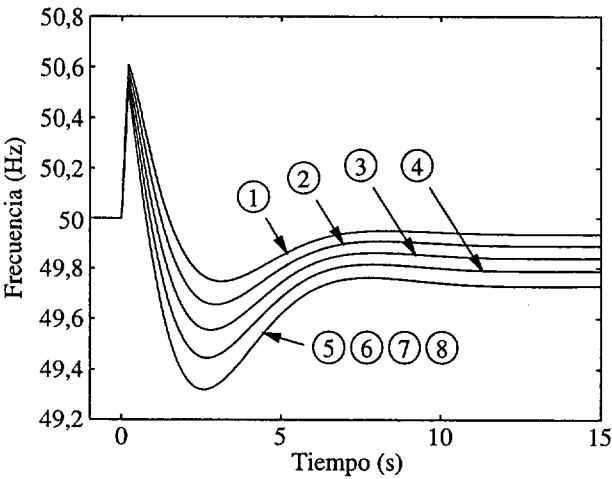


Figura 6.31: Frecuencia del sistema.

apertura del interruptor I2 provoca la desaparición del par electromagnético. Posteriormente, se desconecta el estator de la máquina mediante la apertura de un dispositivo mecánico en el punto I3 o en el I4.

El esquema de desconexión descrito por Jose Luis Rodríguez [12, sec. 5.8] consiste en cortar inmediatamente la corriente en el punto I1 al mismo tiempo que se anula la referencia de par en el rotor. De esta manera se mantiene la corriente de magnetización en el rotor, la corriente en el estator se anula y la apertura del circuito en los puntos I3 ó I4 es más suave y rápida. En total, el par se anula en 10 ms, y la máquina se desconecta totalmente en 30 ms. Después del restablecimiento de la tensión, los convertidores electrónicos deben volver a sincronizarse con la red, y una vez conseguida la sincronización el esquema de reconexión sigue un proceso inverso al de la desconexión.

La rapidez de desconexión y conexión permite considerar a estos dos procesos instantáneos en los estudios de estabilidad transitoria. El momento de la desconexión coincide con la anulación del par electromagnético, y el momento de la conexión con el restablecimiento del par. La siguiente sección reproduce el comportamiento del sistema ante el mismo cortocircuito trifásico de la sección 6.2.3, cuando las turbinas del parque eólico se vuelven a conectar 2 segundos después del fallo.

En este estudio se supone que todos los aerogeneradores del parque son reconectados simultáneamente. La reconexión escalonada de las turbinas podría simularse en un estudio más detallado a través de la representación de cada aerogenerador por separado.

6.3.1 Cortocircuito trifásico

El caso estudiado, representado en la figura 6.33, coincide con el de la sección 6.2.3. La única diferencia es la reconexión de las turbinas dos segundos después de su desconexión.

La figura 6.34 muestra la tensión en el nudo tres en todos los casos estudiados. La tensión desciende a cero durante el fallo y se recupera cuando el fallo es despejado, a los 200 milisegundos. La pequeña variación de tensión debida a la reconexión del parque eólico, dos segundos después del fallo, apenas es apreciable. La razón es que, dado que el parque no genera ni consume potencia reactiva, su influencia sobre la tensión es pequeña.

La figura 6.35 representa el par electromagnético en los aerogeneradores. Durante los dos segundos que las máquinas permanecen desconectadas el par permanece nulo. Cuando las máquinas son reconectadas la evolución del par depende del punto de funcionamiento. A carga parcial (casos 1-4) el par crece y contribuye al control de la velocidad de la máquina, que aumenta durante el periodo de desconexión. A plena carga (casos 5-8) el par permanece constante.

Al igual que en los casos anteriores la evolución del par depende de componente de la corriente rotórica i_{qr}^{ϕ} , representada en la figura 6.36. Durante el periodo de desconexión la turbina se acelera, dado que el par electromagnético desaparece y el par mecánico entrante permanece. A carga parcial (casos 1-4), la componente i_{qr}^{ϕ} crece después de la reconexión con el fin de aumentar el par electromagnético y frenar el rotor. A plena carga (casos 5-8), la componente i_{qr}^{ϕ} permanece saturada a su valor máximo y el par permanece constante.

La potencia generada por el parque eólico permanece nula mientras las turbinas son desconectadas, como muestra la figura 6.37. Una vez reconectadas las turbinas, la potencia es aproximadamente igual al producto del par electromagnético por la velocidad del rotor, descontando como en casos anteriores las pérdidas resistivas y las variaciones de energía en la etapa de continua.

Dado que la velocidad del rotor crece sensiblemente durante el periodo en el que las turbinas permanecen desconectadas, la potencia eléctrica también crece en el momento de la reconexión del parque, y permanece por encima del valor inicial hasta que la velocidad se restablece. El crecimiento de la potencia eólica en el momento de la reconexión es apreciable tanto en la carga parcial como a plena carga, y se debe a la oscilación de la potencia transmitida a través de la etapa de continua. Por otro lado, y al igual que en casos anteriores, la potencia reactiva permanece nula durante todas las simulaciones.

La figura 6.38 muestra la velocidad de giro de las palas. En el momento en el que las turbinas son desconectadas el par electromagnético desaparece y la velocidad aumenta rápidamente. La



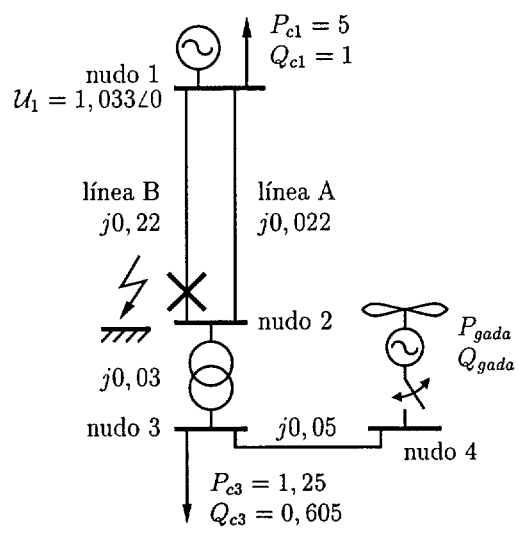


Figura 6.33: Cortocircuito en el nudo dos con reenganche del parque eólico.

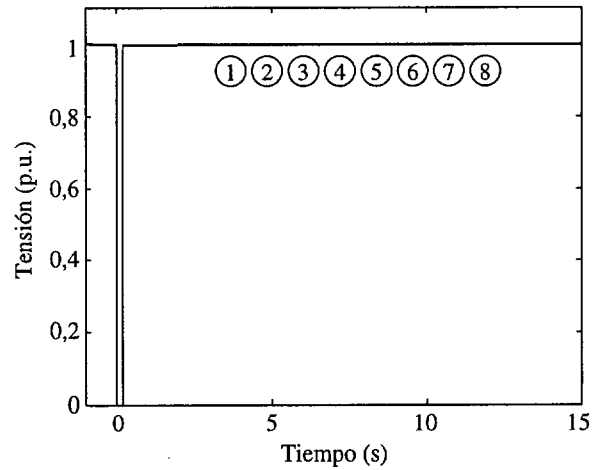


Figura 6.34: Tensión en el nudo 3.

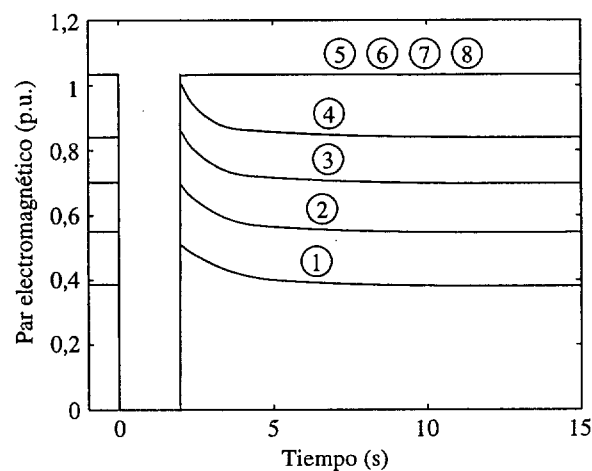


Figura 6.35: Par electromagnético.

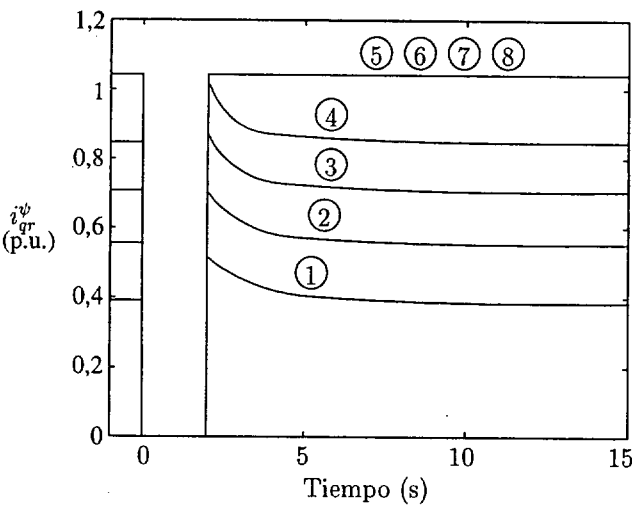


Figura 6.36: Componente en cuadratura de la corriente en el rotor.

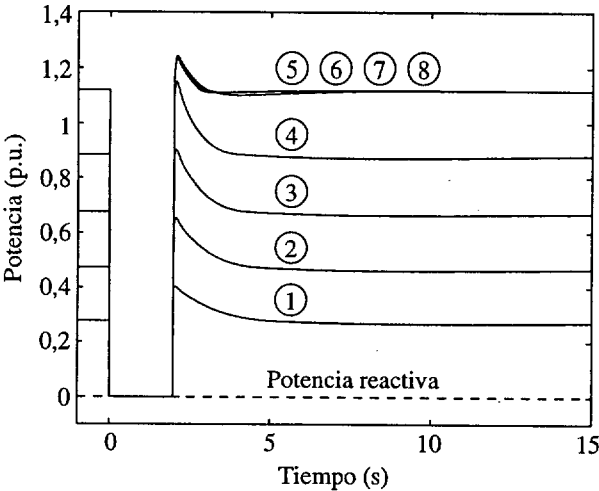


Figura 6.37: Potencia generada por el parque eólico.

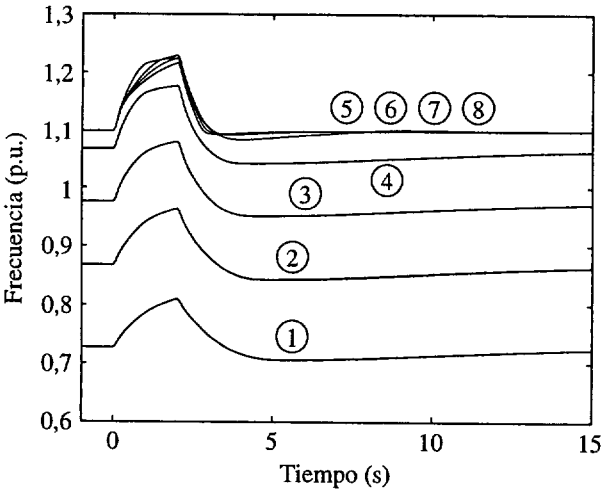


Figura 6.38: Velocidad de giro de las palas.

posibilidad de practicar el reenganche automático depende en buena medida de la capacidad de limitar la velocidad de giro durante el periodo de desconexión. La frecuencia de giro no debe alcanzar el máximo permitido por la protección de sobrevelocidad, ya que dicha protección provocaría la entrada de las turbinas en situación de emergencia y su desconexión permanente. Como puede observarse en la figura 6.38, la velocidad máxima de las palas se alcanza durante el funcionamiento a plena carga (casos 5-8) por lo que estos casos son los más peligrosos desde el punto de vista de la protección de sobrevelocidad. Existen dos razones que explican el aumento de velocidad a plena carga:

1. A plena carga la velocidad de funcionamiento es la máxima permitida en régimen permanente (1,1 p.u. en este caso). Por tanto, el tiempo disponible para frenar la turbina y evitar que se dispare la protección de sobrevelocidad es menor.
2. A plena carga la potencia mecánica aportada por el viento es mayor, por lo que la aceleración inicial también es mayor.

El único sistema capaz de frenar a la turbina durante el periodo de desconexión es el control de velocidad mediante el ángulo de calado de pala, dado que el par electromagnético permanece nulo. La figura 6.39 representa la evolución del ángulo de calado de pala en los casos cuatro y ocho. Los tramos rectilíneos de la evolución del ángulo de calado de pala corresponden a los puntos de funcionamiento en los que la velocidad de variación del ángulo se encuentra saturada a su valor máximo.

Las figuras 6.40 y 6.41 representan la evolución de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$. Puede observarse que en los casos a carga parcial (1-4) el punto inicial de funcionamiento coincide con el punto de coeficiente de potencia máximo. En todos los casos el control de velocidad incrementa el ángulo de calado de pala β rápidamente, llevando a las turbinas a un punto de funcionamiento en el que el coeficiente de potencia es pequeño, y por tanto la potencia mecánica absorbida también.

El ángulo β debe crecer rápida y enérgicamente, lo cual aumenta considerablemente los requerimientos de este sistema de control con respecto al funcionamiento normal. La normativa de conexión del operador de sistema eléctrico danés Eltra [76] sirve como ilustración de la rapidez exigida al sistema de variación del ángulo de calado de pala. Dicha normativa establece que los parques eólicos conectados a más de 100 kV deben ser capaces de reducir la potencia activa por debajo del 20% de la potencia máxima en menos de dos segundos sin desconectar los aerogeneradores. Este requerimiento debe ser afrontado por el sistema de variación del ángulo de calado, ya que el descenso de potencia provoca inmediatamente la aceleración del sistema.

Las figuras 6.42 y 6.43 muestran la tensión en la etapa de continua en todos los casos simulados. El incremento de potencia en el momento de la reconexión provoca una variación brusca de la tensión que alcanza el 7% del valor nominal en el peor de los casos. Por tanto, la tensión en la etapa de continua es una variable que puede comprometer el proceso de reconexión y que debe ser considerada en las simulaciones.

La oscilación de tensión en la etapa de continua se debe a la oscilación del eje de alta velocidad en el momento del reenganche y a la evolución de la potencia activa durante el restablecimiento de la velocidad de referencia. La situación más desfavorable corresponde al funcionamiento a plena carga (casos 5-8). A plena carga la velocidad alcanzada durante la desconexión es mayor, lo que provoca una oscilación mayor de la potencia a través de los inversores.

La figura 6.44 representa la potencia eléctrica cedida por el generador síncrono. La potencia desciende drásticamente durante el fallo. Una vez despejado el cortocircuito, el generador aporta su potencia inicial más la del parque eólico, que permanece desconectado. A los dos segundos de producirse el fallo el parque eólico es conectado de nuevo, lo que provoca la vuelta de la potencia eléctrica del generador síncrono al valor inicial. La variación de potencia es más acusada en los casos de funcionamiento a plena carga, dado que la pérdida momentánea de generación eólica es mayor.

La evolución de la potencia eléctrica en el generador síncrono provoca la oscilación de la frecuencia del sistema, representada en la figura 6.45. Durante el fallo la frecuencia aumenta como

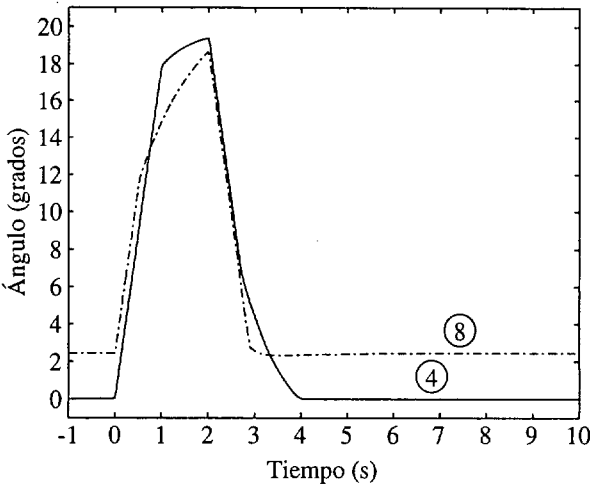


Figura 6.39: Ángulo de calado de pala en los casos cuatro y ocho.

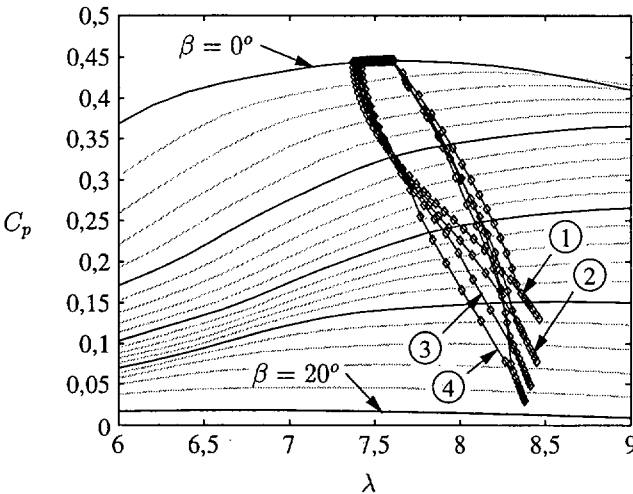


Figura 6.40: Trayectoria de las turbinas sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$. Casos 1-4.

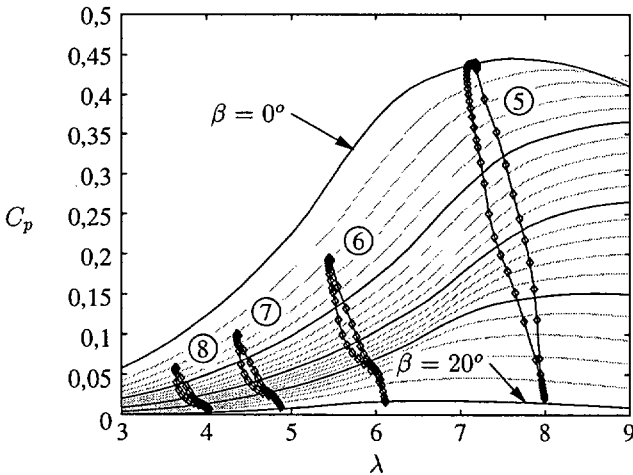


Figura 6.41: Trayectoria de las turbinas sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$. Casos 5-8

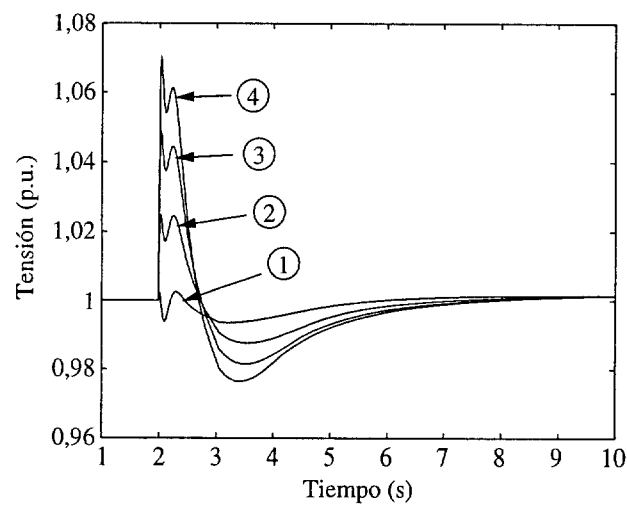


Figura 6.42: Tensión en la etapa de continua. Casos 1-4.

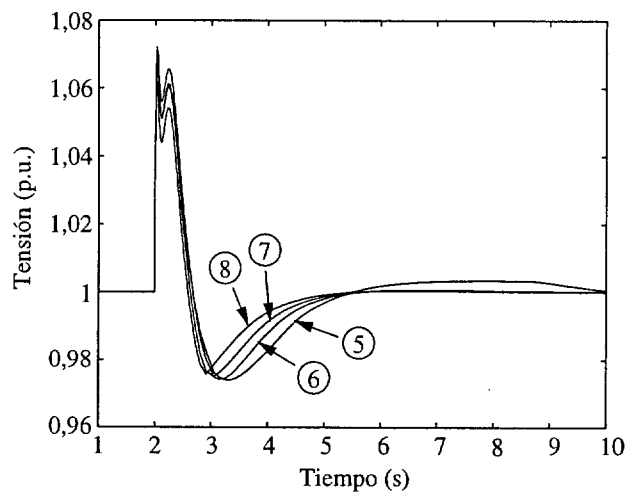


Figura 6.43: Tensión en la etapa de continua. Casos 5-8.

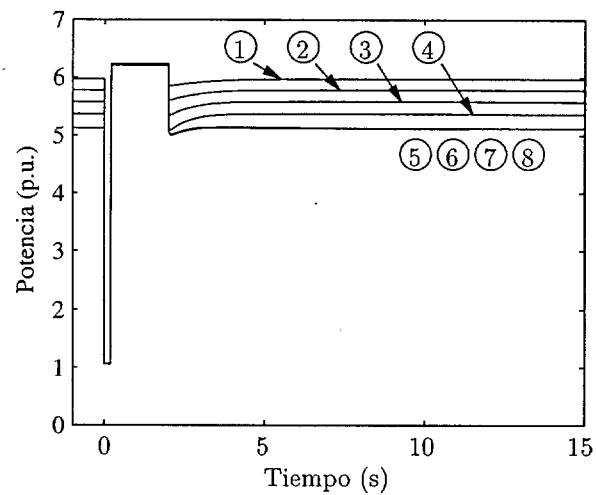


Figura 6.44: Potencia cedida por el generador síncrono.

consecuencia de la aceleración del generador síncrono. Una vez despejado el fallo, la frecuencia disminuye siguiendo la misma trayectoria que en el caso sin reenganche, representado en la figura 6.31.

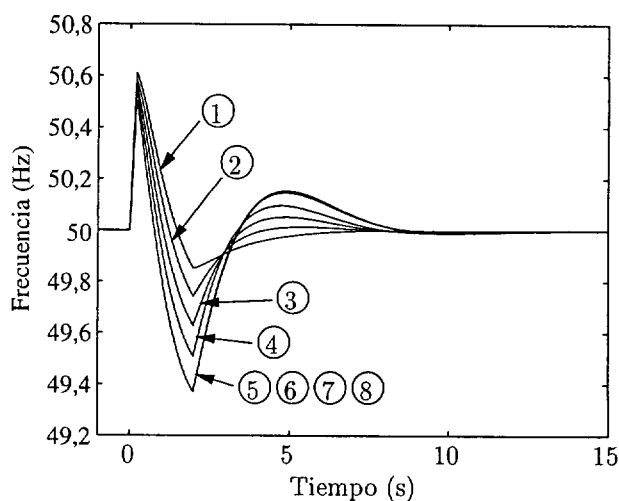


Figura 6.45: Frecuencia del sistema.

En el momento en el que el parque es reconectado, la frecuencia vuelve a aumentar, dado que existe un exceso de generación en el sistema. Comparando las figuras 6.31 y 6.45, podemos ver que la reconexión evita un descenso aún mayor de la frecuencia, pero provoca posteriormente una sobreoscilación. En general, la reconexión del parque tiende siempre a aumentar la frecuencia del sistema, y su efecto sobre el control primario depende del momento en que se produzca.

Las conclusiones obtenidas en el análisis de este caso son:

1. La reconexión del parque permite prescindir de una potencia de reserva a corto plazo equivalente a la generación eólica.
2. La posibilidad de la reconexión del parque depende de la rapidez de variación del ángulo de calado de pala.
3. La reconexión del parque y el consiguiente incremento súbito del par electromagnético provoca una oscilación significativa de la tensión en la etapa de continua.
4. La reconexión del parque provoca un aumento inmediato de la frecuencia del sistema.

6.3.2 Tiempo crítico de reenganche

El proceso de reconexión a la red puede fracasar por tres razones fundamentales:

- Exceso de velocidad de giro de las palas antes de la conexión.
- Exceso de tensión en la etapa de continua después de la reconexión.
- Falta de tensión en la etapa de continua después de la reconexión.

Tal como se justificó en la sección anterior, en los tres casos la situación más peligrosa corresponde al funcionamiento a plena carga.

Esta sección propone un método de evaluación del tiempo máximo de reenganche de los aerogeneradores basado en dos pasos sucesivos: limitación del periodo de desconexión atendiendo a la velocidad de las palas y limitación del periodo de desconexión atendiendo a la tensión en la etapa de continua.

Limitación del periodo de desconexión atendiendo a la velocidad de giro.

El tiempo máximo es determinado para cada velocidad del viento anulando el par electromagnético y dejando girar libremente al aerogenerador. El momento en el que la velocidad de las palas iguala a la velocidad máxima indica el tiempo crítico de reconexión. Si el aerogenerador se reengancha antes de dicho periodo de tiempo, el restablecimiento del par electromagnético frenará inmediatamente a las palas y la velocidad permanecerá dentro de los límites admisibles. Si el aerogenerador se conecta más tarde, la protección de sobrevelocidad provocará la desconexión definitiva del parque.

Dado que la evolución de la velocidad depende de la evolución del coeficiente de potencia, que no es conocida a priori, es necesario repetir el proceso para varias velocidades del viento a plena carga, y tomar el tiempo crítico menor. Existe la posibilidad de que la variación del ángulo de calado de pala permita mantener siempre a la velocidad dentro de los límites establecidos, de manera que este límite de tiempo sea inexistente.

Este proceso ha sido aplicado al aerogenerador estudiado, considerando una velocidad máxima superior en un 12% a la velocidad máxima en régimen permanente. La figura 6.46 muestra el tiempo máximo de reenganche para distintas velocidades del viento. En este caso, el punto crítico corresponde a 17 m/s, y el tiempo máximo de reenganche atendiendo a la velocidad es $t_{max} = 3,18$ s.

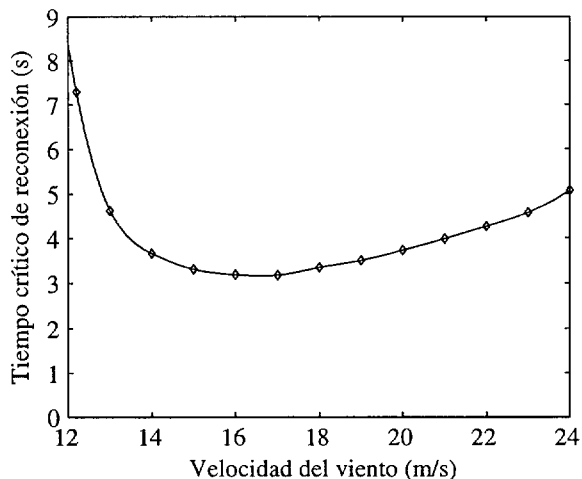


Figura 6.46: Tiempo crítico de reenganche en función de la velocidad de las palas.

Limitación del periodo de desconexión atendiendo a la tensión en la etapa de continua.

Una vez determinado el tiempo máximo de reconexión atendiendo a la velocidad de las palas es necesario comprobar que dicho periodo de desconexión no provoca una oscilación inaceptable de la tensión en la etapa de continua. La reconexión de los aerogeneradores en el tiempo máximo determinado por la velocidad de giro es simulada considerando distintas velocidades de viento a plena carga. En cada simulación se obtiene la tensión máxima y mínima alcanzadas en el condensador. En el caso de que la tensión permanezca siempre dentro de los límites aceptables, el tiempo crítico de reconexión es el determinado por la velocidad de las palas. En caso contrario, es necesario repetir las simulaciones empleando en cada iteración distintos tiempos de reconexión hasta conseguir que la tensión permanezca dentro de los límites aceptables.

Este proceso ha sido aplicado al aerogenerador estudiado a lo largo de una sola iteración. La figura 6.47 muestra los valores de tensión máximos y mínimos alcanzados por el condensador cuando la turbina se reengancha 3,18 segundos después de su desconexión. Los valores máximo y mínimo de la tensión U_c permanecen dentro de unos límites aceptables, por lo que el intervalo máximo de desconexión queda establecido en 3,18 s.

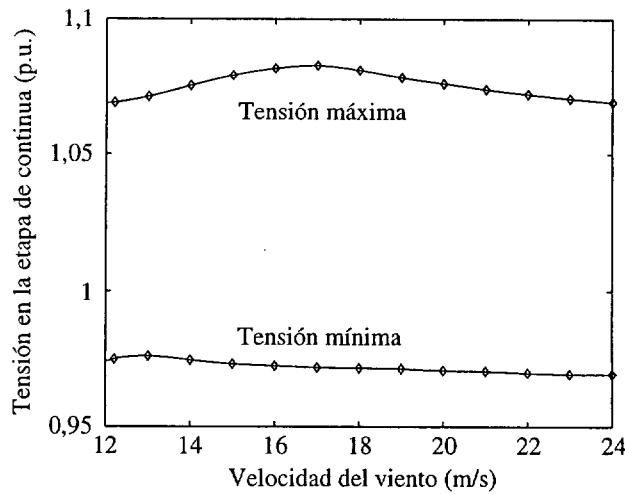
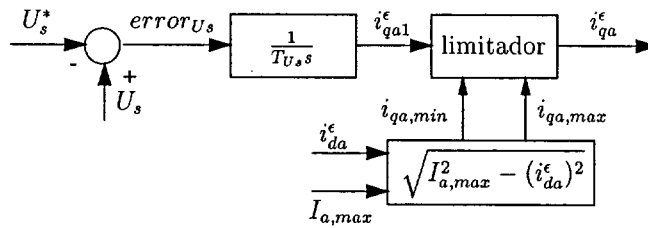


Figura 6.47: Tensión máxima en la etapa de continua.

6.4 Control de tensión

Esta sección estudia el comportamiento del sistema eléctrico cuando el convertidor del lado de red es utilizado para controlar la tensión en el nudo de conexión del parque.

El esquema de control empleado está representado en la figura 6.48. La componente i_{da}^ϵ regula la tensión en la etapa de continua. Dado que esta tensión es una variable crítica del sistema, la variable i_{da}^ϵ no sufre ninguna limitación salvo la establecida por la corriente máxima en el convertidor $I_{a,max}$. El bloque de la parte inferior del dibujo representa el cálculo del límite de i_{qa}^ϵ en función de $I_{a,max}$ y de i_{da}^ϵ .

Figura 6.48: Control de la tensión mediante i_{qa}^ϵ

La componente i_{qa}^ϵ es una variable de entrada al modelo. Por tanto, el modelo de generador empleado es el descrito en la sección 5.1. Los parámetros del controlador son

$$T_{us} = 0,1 \text{ s}$$

$$I_{a,max} = 0,2 \text{ p.u.}$$

El límite de corriente por el inversor del lado de red es 0,2 p.u., es decir, el 20% de la corriente nominal por el estator. El uso de un límite de corriente mayor permitiría aumentar el margen de control de la tensión, pero implicaría perder una de las principales ventajas de los generadores doblemente alimentados, que es la necesidad de convertidores de potencia nominal sensiblemente menor que la potencia nominal de la máquina.

Además del sistema de control analizado, existen otros esquemas posibles para controlar la tensión en el punto de conexión. Una opción empleada por algunos fabricantes es controlar la tensión empleando el convertidor del lado del rotor. El aumento de la componente de la corriente en el rotor i_{dr}^ϕ provoca un incremento de la excitación de la máquina y la consiguiente generación de potencia reactiva por el estator de la máquina, lo cual contribuye a aumentar la tensión en los

bornes de conexión. Al revés, el descenso de i_{dr}^ϕ provoca la magnetización de la máquina desde la red con el consiguiente consumo de potencia reactiva y descenso de la tensión.

Por otro lado, dado que se supone que la topología del parque permite su representación mediante una única turbina equivalente, el problema del reparto de tensiones en el interior del parque no es abordado en este estudio. El reparto de tensiones entre los aerogeneradores puede ser un problema en el caso de parques que contenga turbinas cercanas y lejanas al punto de conexión. El estudio de este problema requiere la representación de cada aerogenerador por separado.

6.4.1 Pérdida de una línea

El mismo caso estudiado en la sección 6.2.2 con factor de potencia constante, ha sido simulado empleando el control de tensión en el parque eólico. En el instante $t = 0$ s se produce la pérdida de la línea A con la consiguiente caída de tensión en los nudos tres y cuatro.

La figura 6.49 muestra la evolución de la tensión en el nudo de conexión del parque. Al igual que en el caso con factor de potencia constante, la tensión cae inicialmente hasta cerca del 88% del valor inicial. A partir del fallo el control de tensión actúa y eleva la tensión hasta aproximadamente un 94%. En ese momento se alcanza el máximo de la corriente por el inversor del lado de la red, el lazo de control se satura y la tensión permanece constante. Es significativo observar que la menor recuperación se produce en los casos extremos: el caso uno, con la menor generación eólica, y los casos 5-8 en los que el parque eólico funciona a plena carga.

La tensión es controlada a través de i_{qa}^ϵ , la componente de la corriente en el inversor del lado de red en cuadratura con la tensión. La figura 6.50 muestra la evolución de esta componente. Al producirse el fallo, la corriente i_{qa}^ϵ crece en sentido negativo (retrasada respecto a la tensión, con convenio generador), de manera que la máquina genera más potencia reactiva y provoca un aumento de la tensión en el nudo de conexión del parque. La componente i_{qa}^ϵ se satura antes en los casos 1 y 5-8, lo cual concuerda con la menor recuperación de la tensión en los casos extremos.

El valor máximo de la componente i_{qa}^ϵ depende a su vez de la componente i_{da}^ϵ . La figura 6.51 muestra la evolución sobre el plano complejo de la corriente \mathcal{I}_a^ϵ donde

$$\mathcal{I}_a^\epsilon = i_{da}^\epsilon + j i_{qa}^\epsilon$$

En dicha figura, la componente horizontal de la corriente está en fase con la tensión del estator, y regula la tensión en la etapa de continua. La componente vertical regula la potencia reactiva intercambiada por la red. En los casos 1 y 5-8 el módulo de la componente directa i_{da}^ϵ es mayor, por lo que el margen de variación de la componente i_{qa}^ϵ es más reducido. Esto explica el menor margen de regulación de tensión en estos casos.

La figura 6.52 muestra la potencia eléctrica cedida por el parque eólico. El fallo provoca una caída de la tensión y por tanto del enlace de flujo por el estator, lo cual ocasiona una caída del par electromagnético. La caída del par ocasiona la caída de potencia en el momento del fallo.

En los primeros instantes después del fallo actúa el control de tensión, elevando la tensión en el parque y provocando un incremento del par y de la potencia. Durante el resto de la simulación, en los casos a carga parcial (casos 1-4), el par y la potencia siguen creciendo por efecto del control de velocidad. En las simulaciones a plena carga (casos 5-8) la componente i_{qr}^ϕ se encuentra saturada a su valor máximo, por lo que el par y la potencia permanecen constantes.

La potencia reactiva es inicialmente cero, puesto que la referencia inicial de i_{qa}^ϵ es nula. Al producirse el fallo y actuar el control de tensión, aumenta la generación de potencia reactiva con el fin de elevar la tensión en el parque eólico, tal como muestra la figura 6.52.

La figura 6.53 muestra la evolución de la tensión en la etapa de continua. Como puede comprobarse comparando esta figura con la figura 6.24, el control de tensión en el nudo de conexión ejerce un efecto beneficioso sobre el control de tensión, reduciendo más de la mitad su oscilación. Este efecto se debe fundamentalmente a la disminución de la variación de potencia eléctrica generada por la máquina.

La potencia eléctrica producida por el generador síncrono, reproducida en la figura 6.54, depende de la evolución de la potencia consumida en la carga y de la producida por el parque

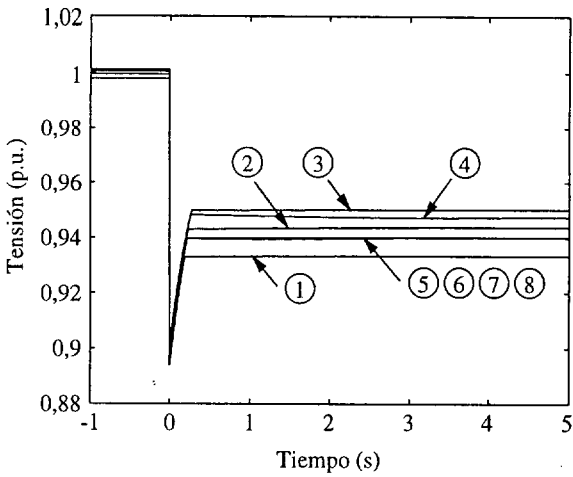


Figura 6.49: Tensión en el parque eólico.

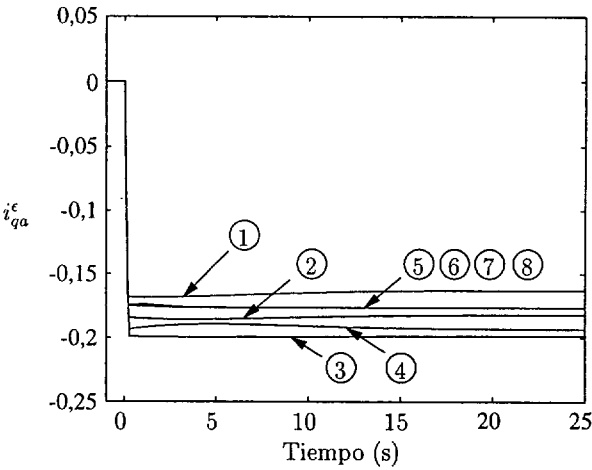


Figura 6.50: Componente de la corriente del inversor del lado de red en cuadratura con la tensión.

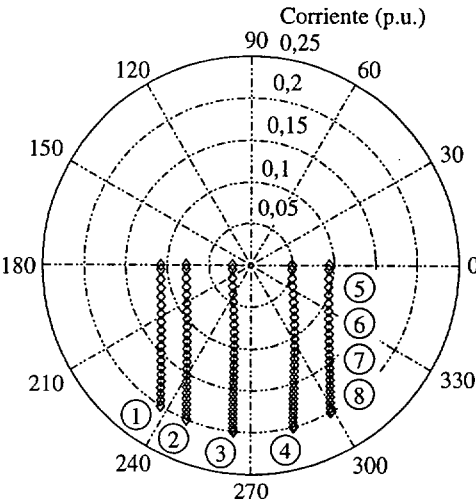


Figura 6.51: Corriente en el inversor del lado de la red.

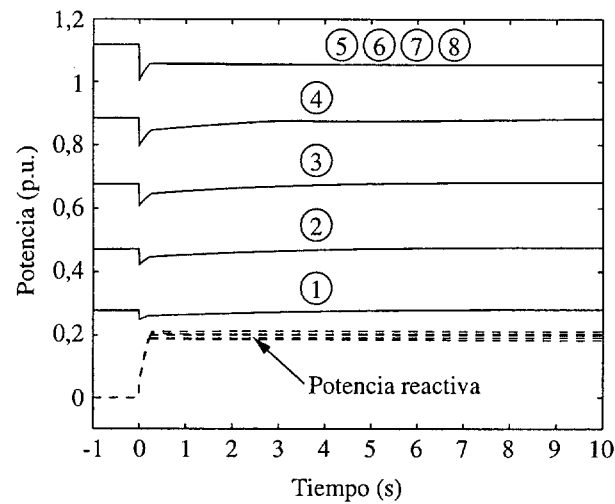


Figura 6.52: Potencia saliente del parque eólico.

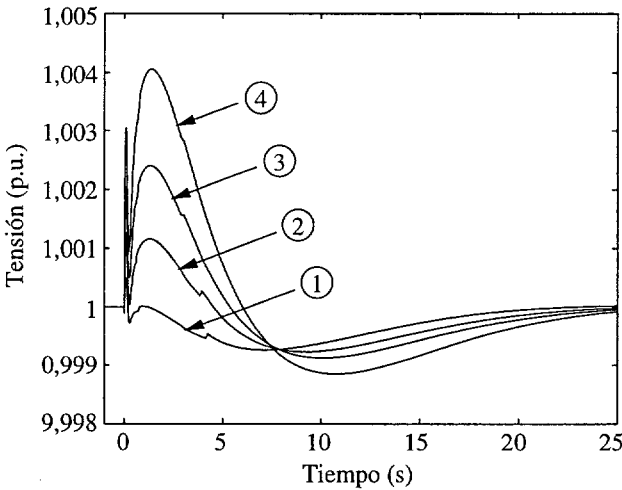


Figura 6.53: Tensión en la etapa de continua.

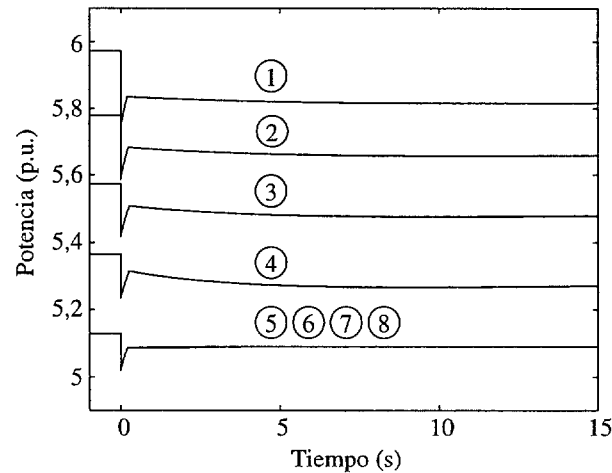


Figura 6.54: Potencia aportada por el generador síncrono.

eólico. Como puede observarse comparando esta figura con la 6.26, el control de tensión reduce la variación de potencia aportada por el generador convencional.

Por último, la variación de la potencia saliente del generador síncrono repercute directamente sobre la frecuencia del sistema, representada en la figura 6.55. La oscilación máxima de la frecuencia del sistema es aproximadamente la mitad que en el caso sin control de tensión, representado en la figura 6.27.

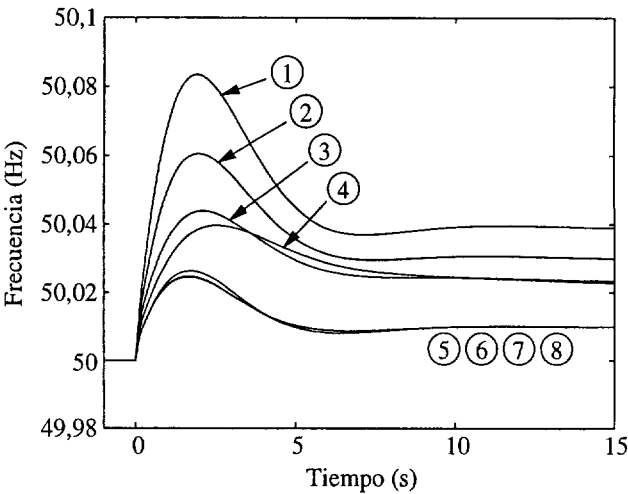


Figura 6.55: Frecuencia del sistema.

Las conclusiones obtenidas a partir del estudio de este caso son:

1. El control de tensión ayuda a mantener la tensión en el parque eólico y en los nudos vecinos.
2. Cuando la tensión desciende en el parque eólico, el control de tensión en el parque ejerce un efecto beneficioso sobre el control de la tensión en la etapa de continua.
3. Cuando la tensión desciende en el parque eólico, el control de tensión ejerce un efecto beneficioso sobre el control de frecuencia primario.
4. Solamente es posible regular la tensión del parque en un margen relativamente estrecho. El aumento del margen de regulación implicaría usar un convertidor en el lado de red con mayor corriente nominal y por tanto más caro.
5. El margen de regulación es menor en los puntos de funcionamiento extremos: a menor potencia de generación y a plena carga.

6.4.2 Pérdida de compensación en la carga

El objetivo de este caso es reproducir el comportamiento del sistema ante una caída de tensión pequeña en las proximidades del parque eólico. Partiendo del caso base, dos baterías de condensadores son conectadas en el nudo tres con el fin de compensar el consumo de potencia reactiva. En el instante $t = 0$ se produce la desconexión de una de las baterías de condensadores, como indica la figura 6.56.

La figura 6.57 representa la evolución de la tensión en el parque. En todos los casos, salvo en el caso uno, la tensión recupera su valor inicial a los tres segundos gracias al control de tensión asociado al parque eólico. En el caso uno la tensión en el parque alcanza un valor menor que el inicial, aunque muy cercano.

La figura 6.58 muestra la trayectoria de la corriente I_a^e en el inversor del lado de red sobre el plano complejo. Al igual que en el caso anterior, la componente real controla la tensión en la etapa de continua y la componente imaginaria regula la potencia reactiva intercambiada con la red.



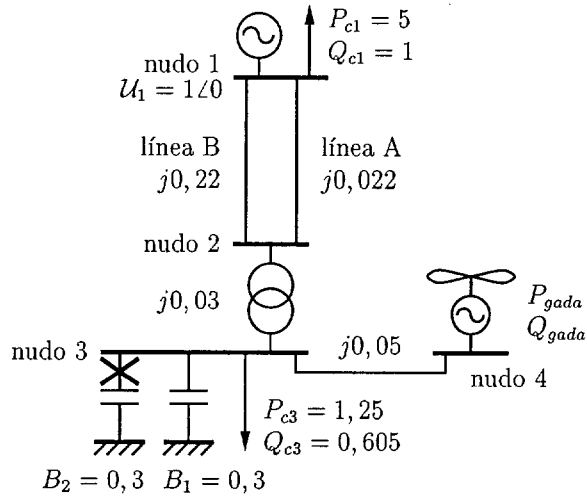


Figura 6.56: Pérdida de compensación en el nudo tres.

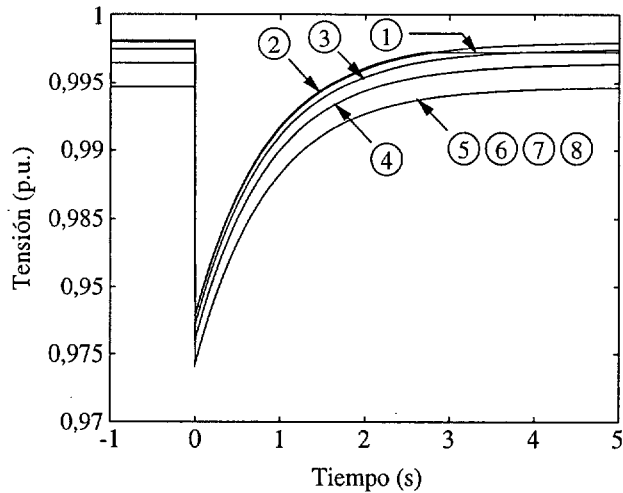


Figura 6.57: Tensión en el parque eólico.

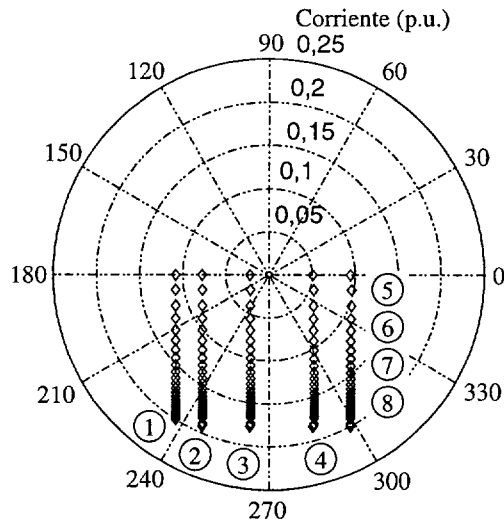


Figura 6.58: Corriente en el inversor del lado de la red.

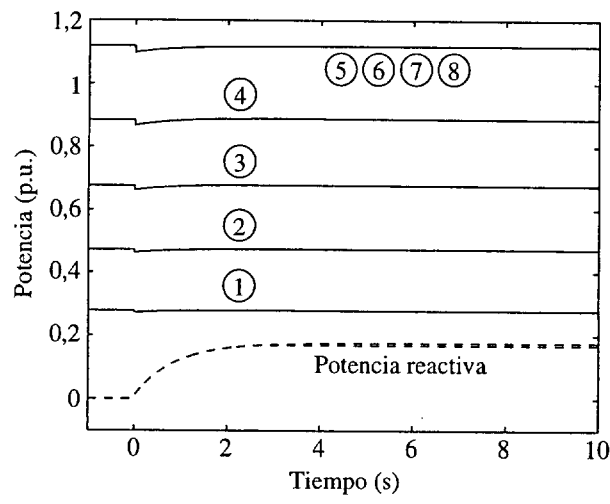


Figura 6.59: Potencia generada por el parque eólico.

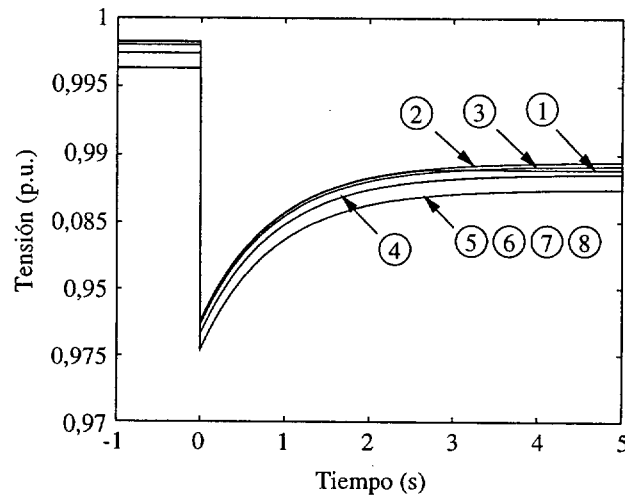


Figura 6.60: Tensión en el nudo tres.

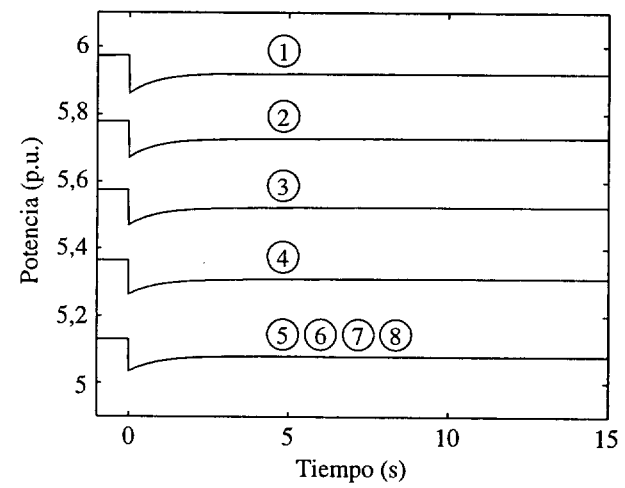


Figura 6.61: Potencia cedida por el generador síncrono.

Cuando se produce la pérdida de compensación la componente imaginaria i_{qa}^ϵ comienza a crecer en sentido negativo para generar potencia reactiva y aumentar la tensión en el parque eólico. En los casos 1 y 5-8 la corriente I_a alcanza su valor máximo $I_{a,max} = 0,2$ p.u. y se satura. En los casos 5-8 la tensión consigue recuperar prácticamente su valor inicial, pero en el caso uno la tensión queda en un valor ligeramente inferior. En el resto de los casos, la corriente por el inversor del lado de la red no llega a saturarse.

El aumento de potencia reactiva cedida por el parque eólico puede apreciarse en la figura 6.59. Es significativo observar que tanto la velocidad de recuperación de la tensión como la velocidad de crecimiento de la potencia reactiva son las mismas en todos los casos y no dependen del punto de funcionamiento de la máquina. El control de tensión se encuentra desacoplado del control de potencia, con la excepción ya señalada de la influencia del punto de funcionamiento sobre el margen de variación de i_{qa}^ϵ .

La misma figura 6.59 refleja una caída leve de la potencia activa, proporcional a la caída de tensión en el parque. Este fenómeno, debido a la relación entre el par electromagnético y la tensión en el estator, ha sido discutido en secciones anteriores. Una vez que la tensión del parque se recupera, la potencia activa generada alcanza su valor inicial.

La figura 6.60 representa la tensión en el nudo tres. Como puede comprobarse, la tensión en la carga no alcanza su valor inicial después de la pérdida de la batería de condensadores, si bien se recupera significativamente.

La potencia aportada por el generador síncrono desciende al producirse la pérdida de compensación, tal como muestra la figura 6.61, debido fundamentalmente a que la potencia activa consumida en el nudo tres desciende al bajar la tensión. La recuperación parcial de la tensión gracias al control ejercido por el parque eólico provoca la recuperación de la potencia consumida en el nudo tres. Como consecuencia, unos segundos después del fallo la potencia cedida por el parque eólico se acerca de nuevo a su valor inicial.

La figura 6.62 muestra la evolución de la frecuencia del sistema. El descenso del consumo en el nudo tres provoca la aceleración del generador síncrono y una leve oscilación de la frecuencia, corregida por el regulador de velocidad.

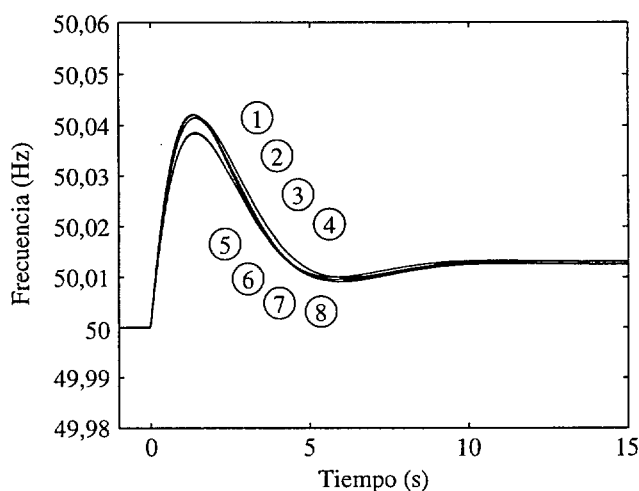


Figura 6.62: Frecuencia del sistema.

Las principales conclusiones obtenidas en este estudio son:

1. La velocidad del control de tensión a través de la componente i_{qa}^ϵ no depende del punto de funcionamiento.
2. La regulación de la tensión en el parque eólico no equivale a la regulación de la tensión en los nudos vecinos. Puede ser interesante emplear como tensión de consigna la de un nudo exterior al parque.

6.4.3 Cortocircuito a través de una impedancia

El caso estudiado es el mismo del apartado 6.2.1, un cortocircuito a través de una impedancia relativamente grande en la línea A, despejado a los dos segundos. La figura 6.64 representa la tensión en el parque eólico. El fallo provoca una caída de tensión transitoria hasta aproximadamente el 87% del valor inicial en el parque, y la posterior acción del sistema de control de tensión, que eleva parcialmente la tensión hasta cerca del 90% del valor inicial. Cuando el fallo es despejado, existe un exceso de potencia reactiva aportada por el parque eólico, y la tensión crece por encima del valor inicial. Posteriormente, el sistema de control actúa de nuevo y la tensión en el parque recupera su valor de referencia.

La figura 6.65 muestra la evolución en el plano complejo de la corriente en el inversor del lado de red I_a^ϵ . La componente en cuadratura con la tensión i_{qa}^ϵ es inicialmente nula en todos los casos. Al producirse el fallo esta componente crece hasta su valor máximo, en el cual se satura. Una vez despejado el fallo, vuelve nuevamente a tomar su valor inicial.

La potencia cedida por el parque eólico es representada en la figura 6.66. La potencia activa cae durante el fallo por efecto de la caída de tensión, como se ha discutido en apartados anteriores. Cuando el fallo es despejado, la potencia generada por el parque supera el valor inicial durante unos segundos, debido a la subida de tensión. La potencia reactiva crece durante el fallo por efecto del control de tensión, y con el fin de incrementar la tensión en el parque eólico.

La principal conclusión obtenida en este estudio es que la acción del control de tensión en el parque eólico cuando un fallo causa un descenso de la tensión y es despejado posteriormente, provoca un aumento de la tensión inmediatamente después del despeje del fallo.

6.4.4 Control de tensión mediante el factor de potencia

El control de tensión en el parque eólico puede efectuarse a través de la consigna de factor de potencia de la instalación, en vez de emplear la componente i_{qa}^ϵ como en los casos anteriores. La mayoría de los aerogeneradores controlan el factor de potencia, por lo que la adaptación del control para seguir una consigna de tensión es relativamente sencilla. La principal desventaja de este sistema consiste en que no existe una relación sencilla entre el límite de corriente por el inversor del lado de la red y el límite del factor de potencia.

El caso estudiado en esta sección es el mismo de la sección 6.4.2, pérdida parcial de compensación en el nudo 3, empleando en el parque el sistema de control de tensión representado en la figura 6.63. Dado que el factor de potencia es una consigna de la máquina, el modelo de generador empleado es el modelo descrito en la sección 5.2.

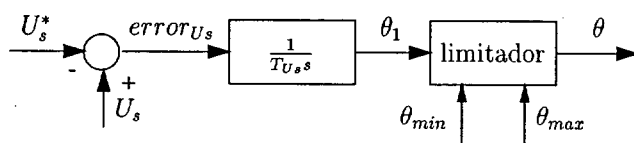


Figura 6.63: Control de tensión a través del factor de potencia.

La figura 6.67 muestra la evolución de la tensión en el parque. La velocidad de recuperación de la tensión varía significativamente de un caso a otro. La tensión en el caso uno es la que presenta un comportamiento más lento, seguida de la tensión en los casos dos y tres. Por otro lado, la tensión en el caso uno no alcanza el valor inicial, saturándose aproximadamente a los seis segundos.

La diferencia entre la velocidad de recuperación de la tensión en los distintos casos se debe a que la tensión está directamente relacionada con la potencia reactiva generada por el parque. Un mismo incremento del factor de potencia provoca un incremento de la potencia reactiva menor cuanto menor es la potencia activa generada por el parque. Dado que la potencia activa más pequeña corresponde al caso uno, éste es el caso en el que la potencia reactiva evoluciona más lentamente, con el consiguiente retraso en la recuperación de la tensión. En la figura 6.68, que



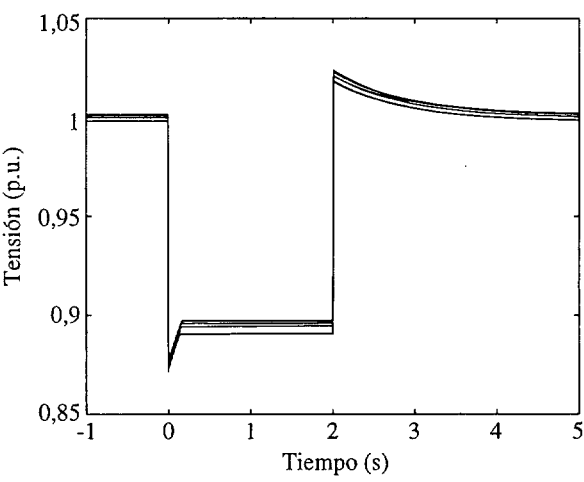


Figura 6.64: Tensión en el parque eólico.

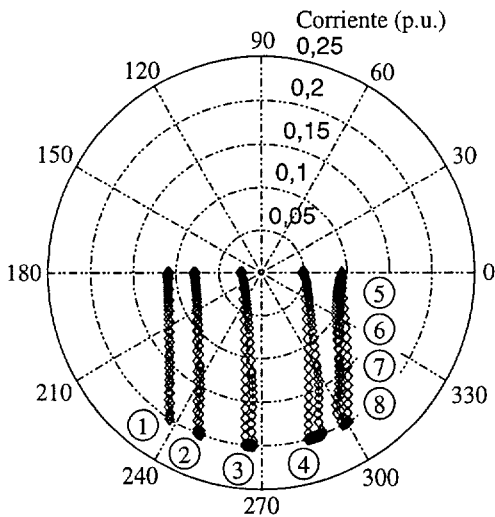


Figura 6.65: Corriente en el inversor del lado de la red.

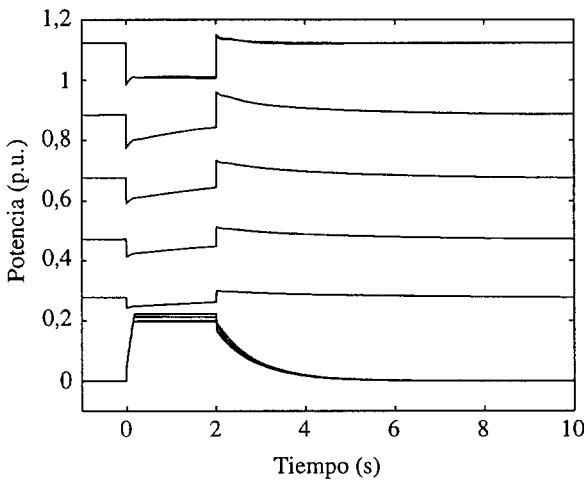


Figura 6.66: Potencia cedida por el parque eólico.

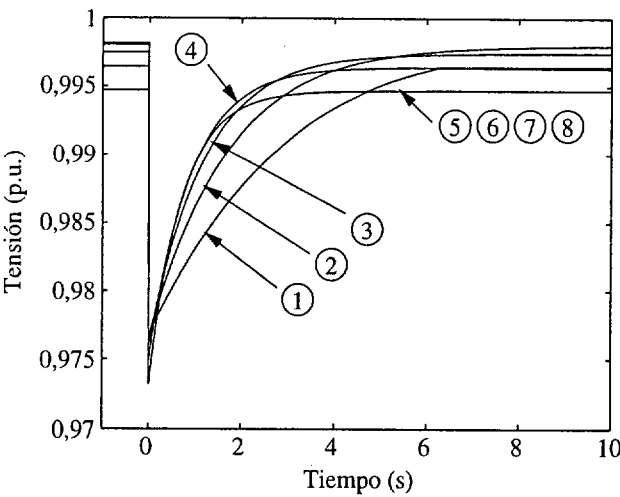


Figura 6.67: Tensión en el parque eólico.

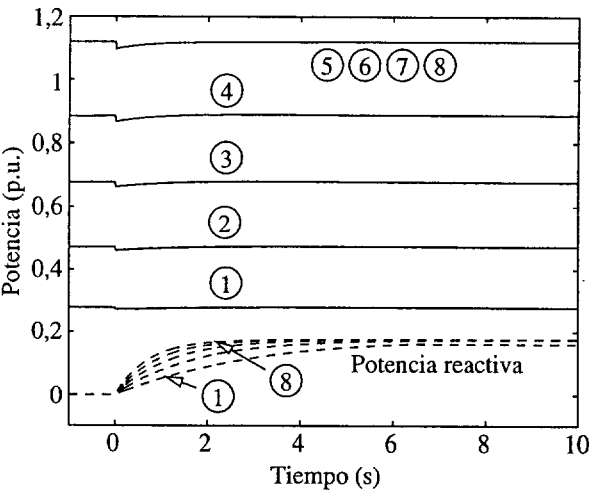


Figura 6.68: Potencia generada por el parque eólico.

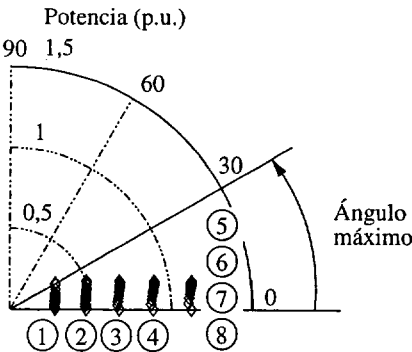


Figura 6.69: Potencia aparente generada por el parque eólico.

muestra las potencias activa y reactiva generadas por el parque eólico, puede comprobarse la relación entre la potencia activa y la velocidad del incremento de la potencia reactiva.

La figura 6.69 representa sobre el plano complejo la potencia aparente generada por el parque eólico. El caso uno es el único que alcanza el límite del factor de potencia, lo cual explica que la tensión en el parque no alcance su valor inicial.

En la misma figura puede observarse que el mantenimiento del factor de potencia máximo a potencias altas exige una gran generación de potencia reactiva, y por tanto una corriente alta por el inversor del lado de la red. Por otro lado, a potencias bajas el límite de factor de potencia deja un margen pequeño para la regulación de la tensión.

Las principales conclusiones obtenidas en este estudio son:

- El control de tensión a través del factor de potencia provoca distintas pendientes de la variación de la tensión en función del punto de funcionamiento, a no ser que la constante de tiempo del regulador se corrija en función de la potencia generada.
- El control de tensión a través del factor de potencia presenta el problema de que la relación entre el límite de corriente por el inversor y el límite del factor de potencia no es sencilla.
- Las conclusiones anteriores complican el diseño del sistema de control respecto a la técnica de regulación a través de i_{qa}^{ϵ} .

6.5 Control de frecuencia

Actualmente los parques eólicos tratan de producir la máxima potencia posible, de manera que el control de la frecuencia del sistema es ejecutado por los generadores síncronos convencionales. El crecimiento de la generación eólica plantea un problema sobre el control de frecuencia, al disminuir el porcentaje de generación capaz de acometer dicho control. El problema es especialmente grave en situaciones valle de carga con alto índice de generación eólica.

La normativa de conexión de parques eólicos a más de 100 kV del operador de sistema danés Eltra [76, 3] establece la obligación de los parques de regular su potencia de salida, participando en el control de la frecuencia del sistema y de las oscilaciones de potencia en las conexiones internacionales, con un tiempo de respuesta de unos 10 segundos. La normativa menciona particularmente la posibilidad de que el parque eólico genere menos potencia de la máxima posible, de manera que ante un fallo puede contribuir tanto al descenso de la frecuencia (generando menos potencia) como a su incremento (generando más potencia). En última instancia, el objetivo es que un parque eólico se comporte desde el punto de vista de la red de manera similar a una planta convencional con un generador síncrono.

Esta sección emplea los modelos propuestos para estudiar el comportamiento del caso base con un sistema de control de frecuencia en el parque eólico. El esquema empleado, representado en la figura 6.70, presenta cierta similitud con los reguladores de velocidad de los generadores síncronos, como puede observarse comparando esta figura con la 6.2. Sin embargo, el control de frecuencia del generador doblemente alimentado puede actuar más rápidamente que el de un generador síncrono convencional debido fundamentalmente a dos razones:

1. Actúa a través de las consignas de los convertidores electrónicos. No están involucrados fenómenos mecánicos ni térmicos, que poseen una constante de tiempo más lenta.
2. Actúa directamente sobre el par electromagnético a través de la componente de corriente rotórica i_{qr}^{ϕ} , en vez de sobre la potencia mecánica de entrada al generador.

La consigna de potencia P_{ref} puede ser asignada desde el exterior del parque. La determinación de P_{ref} , que en general estará basada en consideraciones de predicción de viento, reparto de la generación y regulación secundaria, no es objeto de estudio en este trabajo. En esta sección los puntos de funcionamiento de los casos simulados corresponden a las mismas velocidades de viento

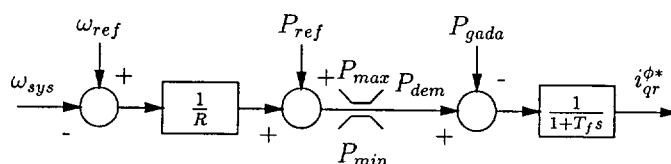


Figura 6.70: Control de frecuencia.

que en el caso base, pero el parque genera un 75% de la máxima potencia posible como muestra la figura 6.71. Los parámetros empleados en las simulaciones son

$$\frac{1}{R} = 20$$

$$T_f = 0,2 \text{ s}$$

$$P_{min} = 0,1 \text{ p.u.}$$

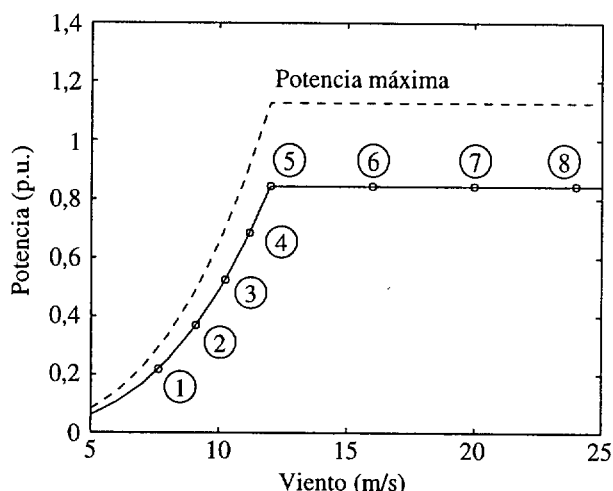


Figura 6.71: Puntos de funcionamiento de los casos estudiados.

El control de frecuencia del sistema provoca la desaparición del control de velocidad a través del par electromagnético. Por tanto, la velocidad de la turbina es controlada únicamente por el ángulo de calado de pala. La asignación de una consigna de potencia P_{ref} menor que la máxima posible provoca la aceleración de las turbinas hasta la velocidad de referencia, punto en el cual son retenidas por el control de velocidad.

6.5.1 Pérdida de carga

El caso estudiado en esta sección consiste en la pérdida parcial de carga en el instante $t = 0 \text{ s}$ en el nudo uno, tal como indica la figura 6.72. La consecuencia inmediata es la caída del par electromagnético en el generador síncrono y su aceleración.

La frecuencia del sistema comienza a crecer por efecto del fallo, como muestra la figura 6.73. El incremento de frecuencia provoca la actuación del control correspondiente en el parque eólico. La figura 6.74 representa la potencia cedida por el parque. Como puede observarse, la potencia alcanza el valor mínimo en los casos uno y dos. Si la potencia no puede seguir disminuyendo el control de frecuencia es menos efectivo. Esto explica que en los casos uno y dos la oscilación de frecuencia sea mayor, como puede observarse en la figura 6.73.

La figura 6.75 muestra la potencia cedida por el generador síncrono. El control de frecuencia en el parque eólico provoca un incremento de la potencia del generador síncrono que tiende a corregir la caída causada por la desaparición de la carga.



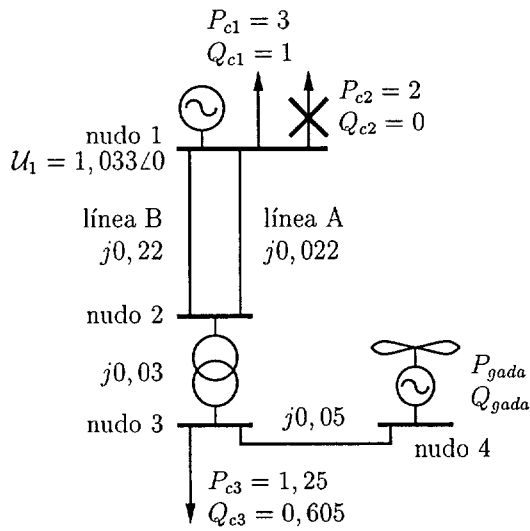


Figura 6.72: Pérdida de carga en el nudo uno.

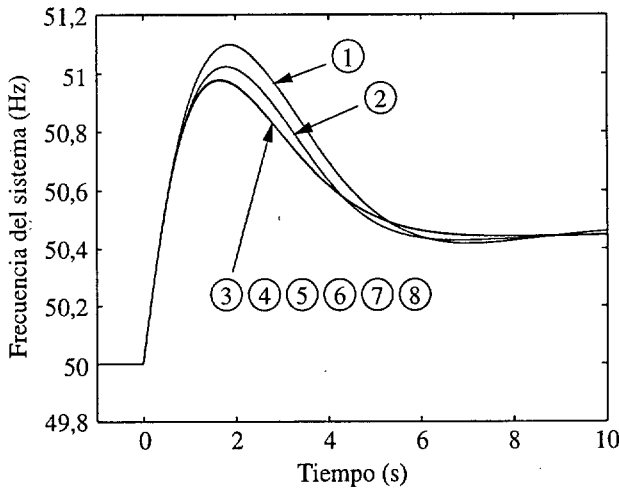


Figura 6.73: Frecuencia del sistema.

Por otro lado, el descenso de generación eólica provoca la aceleración de las turbinas, como muestra la figura 6.76. Es interesante observar que las fluctuaciones de velocidad no afectan sensiblemente a la potencia generada por el parque. La velocidad de giro no afecta a la potencia generada, pero la potencia generada sí afecta a la velocidad de giro.

El control de velocidad en los aerogeneradores es acometido únicamente a través del ángulo de calado de pala. Las figuras 6.77 y 6.78 muestran las trayectorias sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$ en los ocho casos estudiados.

Las principales conclusiones obtenidas en este estudio son:

1. La producción de energía por debajo del máximo posible permite a los parques eólicos seguir una consigna exterior de potencia y participar en el control primario de frecuencia.
2. La producción de energía por debajo del máximo posible provoca la eliminación del bucle de control de velocidad a través del par electromagnético. Como consecuencia aumentan los esfuerzos sobre el sistema de variación del ángulo de calado, el único que controla la velocidad de las palas.

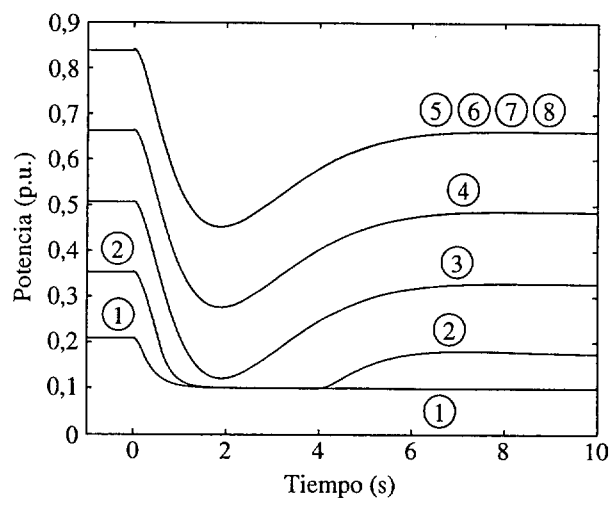


Figura 6.74: Potencia cedida por el parque eólico.

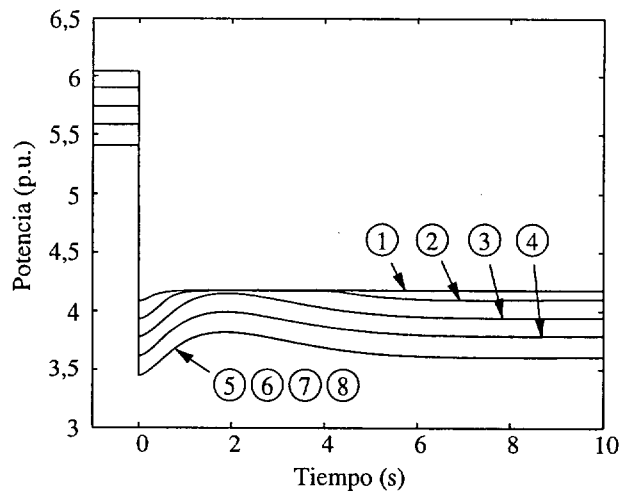


Figura 6.75: Potencia cedida por el generador síncrono.

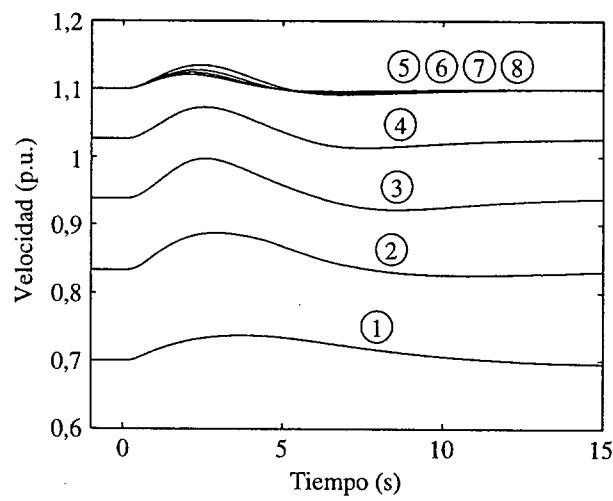


Figura 6.76: Velocidad de las palas.

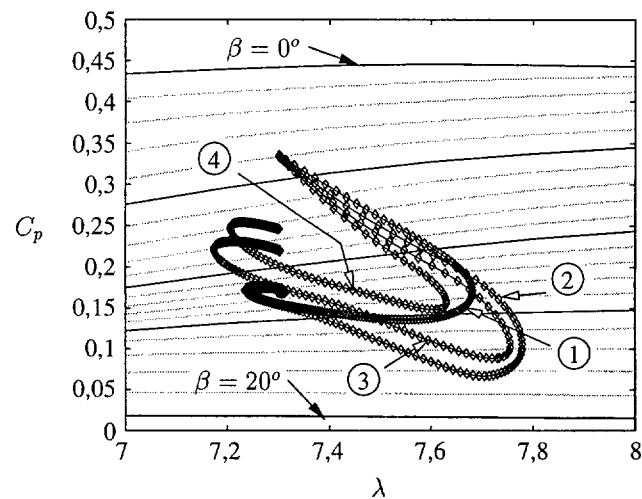


Figura 6.77: Trayectoria de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$.

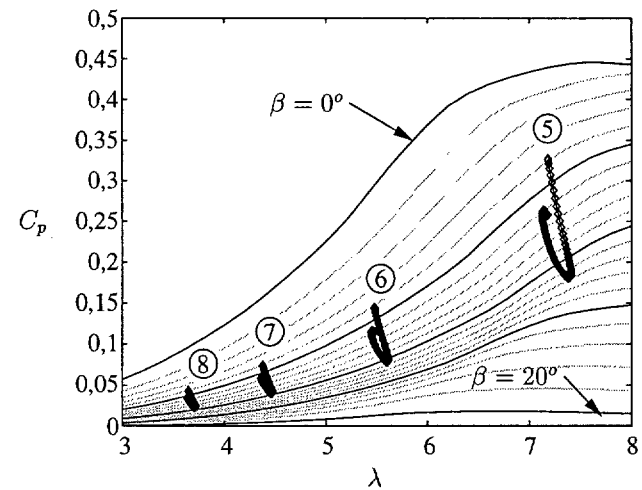


Figura 6.78: Trayectoria de los aerogeneradores sobre las curvas $C_p/\lambda/\beta$.

Capítulo 7

Conclusiones

Este capítulo resume en primer lugar las conclusiones obtenidas durante el desarrollo de los modelos y en el análisis de los casos estudiados. A continuación expone las aportaciones originales contenidas en la tesis. Por último, propone distintos trabajos que pueden ser interesantes en el futuro a la luz de los resultados obtenidos, y enumera las ponencias presentadas en relación con el trabajo de investigación.

7.1 Conclusiones relativas a los sistemas de velocidad fija

Las conclusiones han sido obtenidas tanto durante el desarrollo de los modelos, como a partir de la simulación de casos empleando los modelos propuestos. A continuación son expuestas bajo distintos epígrafes.

Modelo de aerogenerador

Ha sido evaluado el efecto sobre la estabilidad transitoria de distintos fenómenos involucrados en el funcionamiento de las turbinas de velocidad fija con generador de inducción. Los aspectos estudiados abarcan fenómenos electromagnéticos, mecánicos y aerodinámicos. Los resultados obtenidos han servido para determinar un modelo apropiado para estudios de estabilidad transitoria. Las principales conclusiones son las siguientes:

1. No es necesario calcular los transitorios electromagnéticos en el estator en los modelos destinados a estudios de estabilidad transitoria. El efecto de los transitorios sobre el par ha sido determinado siguiendo un razonamiento similar al empleado por otros autores en el caso del generador síncrono. El efecto de los transitorios sobre la tensión también ha sido determinado y discutido. La diferencia de tensión al emplear ambos modelos es mínima y se debe a la diferencia de deslizamiento.
2. El sistema mecánico de la turbina queda suficientemente representado por un sistema de dos masas puntuales. Los fenómenos deterministas que justificarían la representación de cada pala por separado, tales como la sombra de torre, el peso de las palas, o la estratificación del viento, no tienen un efecto significativo sobre la estabilidad transitoria del sistema eléctrico.
3. Es conveniente calcular el par mecánico aplicado sobre la turbina como una función del coeficiente de velocidad específica. La representación del par mediante un modelo de par constante o de potencia constante provoca un error significativo en los resultados.
4. Ha sido desarrollado un modelo completo de turbina eólica de velocidad fija, con generador de inducción y control de potencia por entrada en pérdida, para los programas de estabilidad transitoria PST y PSS/E.



Estudios dinámicos

El modelo desarrollado de aerogenerador de velocidad fija ha sido empleado en varios estudios con dos objetivos: obtener información sobre el régimen transitorio de este tipo de parques y evaluar el efecto de dos protecciones de mínima tensión. Los casos simulados han sido elegidos con la intención de ser a la vez sencillos y representativos de situaciones típicas. Las conclusiones obtenidas son las siguientes:

1. Ha sido analizado el efecto de varios parámetros sobre la estabilidad transitoria de un parque eólico sin protección de mínima tensión. La estabilidad es evaluada mediante la determinación del tiempo crítico de despeje de un cortocircuito trifásico. Los resultados obtenidos son los siguientes:
 - Una potencia de cortocircuito baja en el punto de conexión del parque provoca un efecto nocivo sobre la estabilidad.
 - La compensación de potencia reactiva en el parque ejerce un efecto beneficioso sobre la estabilidad.
 - La cercanía del fallo al parque provoca un efecto nocivo sobre la estabilidad.
 - La inercia de la turbina ejerce un efecto beneficioso sobre la estabilidad.
 - Un acoplamiento mecánico excesivamente elástico provoca un efecto nocivo sobre la estabilidad.
 - Para una misma potencia eólica, el caso correspondiente al viento más alta es ligeramente más inestable que el caso correspondiente al viento más bajo.
2. Ha sido evaluado el efecto de una protección de mínima tensión asociada a un retardo temporal. Los resultados indican que el retardo ejerce un efecto beneficioso sobre el sistema eléctrico, al facilitar la recuperación de la tensión después de un cortocircuito y reducir el número de parques desconectados. En una red radial con generación eólica, durante el fallo tienden a desconectarse los parques más cercanos al fallo, y después del despeje de falta tienden a desconectarse los parques más alejados de la red de transporte. Después del despeje de falta, la desconexión de cada aerogenerador ejerce un efecto beneficioso sobre la tensión de los nudos vecinos.
3. El modelo de velocidad fija ha sido aplicado al sistema eléctrico peninsular, utilizando el programa PSS/E y datos proporcionados por Red Eléctrica de España. Los casos estudiados incluyen la comparación de las situaciones punta y valle de carga y de las protecciones de mínima tensión instantánea y con retardo. Las principales conclusiones son:
 - La protección de mínima tensión con retardo provoca la desconexión de un número de parques significativamente menor que la protección instantánea.
 - Al existir menos generación síncrona con su correspondiente control de tensión, la situación valle de carga es un estado más peligroso que la situación punta desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, y provoca la desconexión de un número más elevado de parques eólicos.
 - Al actuar la protección de mínima tensión con retardo existen dos circunstancias contrarias que provocan la desconexión de determinados parques eólicos. Por un lado tienden a ser desconectados los parques cercanos al fallo, debido a que sufren una mayor caída de tensión. Por otro, también tienden a ser desconectados los parques más alejados de la red de transporte, ya que la recuperación de su tensión es más lenta.
 - La protección de mínima tensión con retardo provoca la desconexión de un número significativo de parques alrededor de medio segundo después del fallo. Esta circunstancia se refleja sobre el flujo de potencia activa en el sistema.

7.2 Conclusiones relativas a los sistemas de velocidad variable

Al igual que en el caso de los sistemas de velocidad fija, las conclusiones han sido obtenidas tanto durante el desarrollo de los modelos, como a partir de la simulación de casos empleando los modelos propuestos.

Modelo de aerogenerador

Ha sido desarrollado un nuevo modelo de generador asíncrono doblemente alimentado para estudios de estabilidad transitoria. El modelo se basa en suponer que los controles de corriente en los inversores electrónicos son infinitamente rápidos. Las constantes de tiempo de estos controles son del orden de unos pocos milisegundos, y no ejercen una influencia significativa sobre los fenómenos involucrados en la estabilidad transitoria del sistema eléctrico. Las principales conclusiones obtenidas al desarrollar este modelo son:

1. No es necesario evaluar los transitorios electromagnéticos en el estator. El efecto de estos transitorios no es significativo desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, tanto cuando el generador gira a una velocidad mayor que la de sincronismo como cuando gira a una velocidad menor.
2. Han sido desarrollados dos modelos de generador asíncrono doblemente alimentado aplicando la premisa de que el control de corriente en los convertidores es infinitamente rápido. Esta premisa provoca que los modelos matemáticos del generador sean conjuntos de ecuaciones algebraicas no lineales. La diferencia entre los dos modelos propuestos es que la variable controlada en el convertidor del lado de la red es la corriente en uno de ellos, y el factor de potencia de la instalación en el otro.
3. En un programa de estabilidad transitoria, las ecuaciones algebraicas del modelo propuesto de generador doblemente alimentado deben ser resueltas simultáneamente a las ecuaciones que representan a la red eléctrica. Este sistema ha sido resuelto en el programa informático PST mediante el método de Newton-Raphson.
4. El cálculo de las condiciones iniciales de las variables eléctricas del generador doblemente alimentado a partir de la tensión y la corriente ha sido resuelto aplicando el método de Newton Raphson.
5. Los modelos propuestos de generador doblemente alimentado han sido integrados en el programa de estabilidad transitoria PST junto con modelos dinámicos de tensión en la etapa de continua, acoplamiento mecánico, control de velocidad mediante el par, control de velocidad mediante el ángulo de pala, control de tensión en la etapa de continua y par aplicado por el viento. El resultado es un modelo completo de aerogenerador de velocidad variable, que puede representar tanto a generadores aislados como a grupos de turbinas.

Estudios dinámicos

El modelo propuesto de turbina de velocidad variable con generador doblemente alimentado ha sido empleado en varios estudios. Los objetivos son conocer el efecto de este tipo de parques sobre el régimen transitorio del sistema eléctrico, y evaluar distintas técnicas que tratan de mejorar dicho régimen transitorio. Los casos simulados han sido elegidos con el fin de ser sencillos y representativos de situaciones típicas. El parque eólico es representado mediante la agregación de las turbinas que lo componen en una única turbina equivalente. Las conclusiones obtenidas son las siguientes:

1. El efecto de la reconexión automática de los aerogeneradores después de un cortocircuito ha sido evaluado. Los resultados son los siguientes:

- La reconexión de los parques permite reducir la potencia de reserva disponible en el sistema.
 - La reconexión tiende siempre a aumentar la frecuencia del sistema. Por tanto, en sistemas con un porcentaje alto de generación eólica el efecto de la reconexión automática sobre el control primario de frecuencia debe ser evaluado.
 - Existen dos variables que pueden limitar el tiempo de espera antes de la reconexión: la velocidad de giro y la tensión en la etapa de continua después de la reconexión. La determinación del tiempo máximo de desconexión debe realizarse mediante simulaciones, atendiendo a estas dos variables.
2. Ha sido evaluado el efecto sobre el sistema eléctrico del control de tensión en el parque eólico. En los casos simulados, la tensión es regulada mediante la acción conjunta de todos los aerogeneradores. Por tanto, no han sido estudiadas posibles técnicas de regulación en el interior del parque.

El control de tensión puede ser ejecutado a través del convertidor del lado de la red o del convertidor del lado del rotor. Los casos simulados ejecutan el control a través del convertidor del lado de la red, si bien no existe ningún obstáculo para simular el control de tensión a través del convertidor del lado del rotor. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- El control de tensión reduce la variación de la potencia generada, al mantener fijo el enlace de flujo en el estator.
 - El margen de control de tensión depende del tamaño de los convertidores. En caso de ejecutar el control desde el convertidor del lado de la red, el mayor margen se consigue cuando el rotor gira a la velocidad de sincronismo, lo cual suele coincidir con vientos medios o relativamente bajos.
 - Es posible ejecutar el control de tensión a través del factor de potencia, si bien el diseño del modelo se complica por la necesidad de calcular el límite del factor de potencia en función del límite de corriente en el inversor del lado de la red.
3. Los parques eólicos pueden participar en el control de frecuencia del sistema. Para ello deben generar una potencia inferior a la máxima posible. El control de velocidad de la máquina es ejecutado únicamente a través de la variación del ángulo de las palas. El margen de control es menor en vientos bajos.

7.3 Aportaciones originales

Las aportaciones principales de esta tesis doctoral son las siguientes:

- Desarrollo de un modelo de turbina de velocidad fija con generador de inducción para estudios de estabilidad transitoria, a través del análisis razonado y sistemático de los modelos eléctricos, mecánicos y aerodinámicos existentes en la literatura. El modelo ha sido determinado evaluando el efecto de distintos fenómenos sobre el régimen dinámico del sistema eléctrico, con el fin de rechazar aquellos que no afectan significativamente a la estabilidad transitoria. El modelo final ha sido integrado en los programas informáticos PSS/E y PST.
- Determinación del efecto de diversos parámetros sobre el tiempo crítico de despeje de falta de un parque eólico de velocidad fija con generadores de inducción. Los parámetros estudiados son la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, la compensación de potencia reactiva, la distancia del fallo al parque, la inercia de la turbina, la elasticidad del acoplamiento mecánico, y la velocidad del viento incidente.
- Determinación del efecto sobre el régimen dinámico de los sistemas eléctricos de una protección de mínima tensión combinada con un retardo. El efecto de la protección ha sido

evaluado en una red de distribución radial y en el Sistema Eléctrico Español, gracias a los datos facilitados por Red Eléctrica de España. El efecto del retardo es beneficioso sobre el sistema, al facilitar la recuperación de la tensión y reducir el número de parques desconectados.

- Desarrollo de dos modelos de generador asíncrono doblemente alimentado para estudios de estabilidad transitoria. La variable controlada en el inversor del lado de la red es la corriente en uno de los modelos, y el factor de potencia de la instalación en el otro.
- Integración de los modelos de generador doblemente alimentado en el programa informático PST, junto con los modelos dinámicos de tensión en la etapa de continua, sistema mecánico, y lazos de control correspondientes. El resultado es un modelo completo de aerogenerador de velocidad variable para estudios de estabilidad transitoria.
- Evaluación del efecto sobre el régimen transitorio del sistema de distintos sistemas de control de un parque de velocidad variable. Los casos analizados abarcan una protección de mínima tensión con reconexión automática, el control de la tensión de los aerogeneradores y la participación del parque en el control de frecuencia primario del sistema.

7.4 Sugerencias para trabajos futuros

Considerando las conclusiones obtenidas en esta tesis doctoral existen varios caminos interesantes para proseguir esta línea de investigación:

- Desarrollo de modelos de aerogenerador de velocidad variable que representen otros sistemas comerciales. En especial, es interesante la extensión de los modelos propuestos al generador doblemente alimentado con control de potencia reactiva por el estator, y el desarrollo de un modelo nuevo de aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono.
- Aplicación de los modelos propuestos a otros programas de estabilidad transitoria. Por un lado, integración de los modelos de velocidad variable en un programa comercial. Por otro lado, integración de los modelos propuestos en un programa de simulación numérica orientado a objetos. La programación orientada a objetos facilita los problemas asociados al desarrollo, mantenimiento y actualización de los programas de análisis de sistemas eléctricos [66].
- Evaluación de la necesidad de representar la tensión en la etapa de continua en el generador doblemente alimentado al simular parques alejados del fallo. En caso de que no sea necesario en determinados estudios, diseño de un modelo de turbina más sencillo sin considerar dicha tensión.
- Diseño de una protección de mínima tensión para parques eólicos de velocidad fija con generador de inducción que discrimine más rápidamente aquellos parques que deben ser desconectados lo antes posible, y aquellos que deben permanecer conectados.
- Estudio de la representación de parques de velocidad variable en estudios de estabilidad transitoria. En particular, es interesante determinar los modelos de parque más adecuados en función de las protecciones de los aerogeneradores y de las técnicas de regulación de potencia reactiva.

7.5 Publicaciones y proyectos de investigación

El trabajo desarrollado en esta tesis ha dado lugar hasta el momento a las siguientes ponencias en congresos internacionales:

1. P. Ledesma y J. Usaola. Minimum Voltage Protections in Variable Speed Wind Farms. *2001 IEEE Porto Power Tech.* Oporto, Portugal 10-13 Septiembre 2001.



2. P. Ledesma y J. Usaola. Minimum Voltage Protections in Fixed Speed Wind Farms *2001 European Wind Energy Conference and Exhibition*. Copenague, Dinamarca 2-6 Julio 2001.
3. J. Usaola, P. Ledesma. Dynamic Incidence of Wind Turbines in Networks with High Wind Penetration. *2001 IEEE Summer Meeting*. Vancouver, Canadá Julio 2001.
4. P. Ledesma, J. Usaola, J. L. Rodríguez, J. C. Burgos. Comparison Between Control Systems in a Doubly Fed Induction Generator when Connected to an Electric Grid. *1999 European Wind Energy Conference and Exhibition*. Niza, Francia Julio 1999.
5. P. Ledesma, J. J. Vicente, J. Usaola. Análisis Dinámico de un Parque Eólico de Turbinas de Velocidad Fija. *Actas das 6as Jornadas Luso-Espanholas de Engenharia Electrotécnica*. Lisboa, Portugal 1999.
6. P. Ledesma, J. Usaola, J. L. Rodríguez. Models of WECS for Power System Dynamics Studies. *33rd Universities Power Engineering Conference*. Edimburgo, Reino Unido Septiembre 1998.

Por último, esta tesis doctoral ha sido realizada en el marco del proyecto de investigación número 2FD97-1792 de la Comisión Interministerial de Ciencia y Tecnología (CICYT) titulado "Impacto dinámico y estrategias de regulación de la potencia generada por los parques eólicos de la Red Eléctrica Peninsular", con la participación de Red Eléctrica de España (REE), la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Apéndice

Apéndice A

Ecuaciones del generador asíncrono doblemente alimentado

A.1 Modelo de generador con control de corriente en el inversor del lado de red

Esta sección presenta el desarrollo de las ecuaciones que conducen a las expresiones 5.8 y 5.9 en la sección 5.1.2.

El objetivo final del desarrollo es obtener las derivadas parciales de la intensidad del generador en el nudo de conexión respecto a la tensión en el mismo nudo. Estas derivadas son

$$\begin{aligned} \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{da}}{\partial u_{ds}} + \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} & \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{da}}{\partial u_{qs}} + \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} \\ \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{qa}}{\partial u_{ds}} + \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} & \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{qa}}{\partial u_{qs}} + \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

Seguidamente se describe el procedimiento seguido para obtener, por un lado, las derivadas parciales de la corriente en el inversor del lado de la red, por otro, las derivadas parciales de la corriente en el estator.

Derivadas parciales de la corriente en el inversor del lado de la red

De acuerdo con la figura 5.3 las componentes de la corriente entre el inversor y la red expresadas en el sistema de referencia de la máquina son

$$\begin{aligned} i_{da} &= i_{da}^{\epsilon*} \cos \epsilon - i_{qa}^{\epsilon*} \sin \epsilon \\ i_{qa} &= i_{da}^{\epsilon*} \sin \epsilon + i_{qa}^{\epsilon*} \cos \epsilon \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

Por otro lado,

$$\begin{aligned} \cos \epsilon &= \frac{u_{ds}}{\sqrt{u_{ds}^2 + u_{qs}^2}} \\ \sin \epsilon &= \frac{u_{qs}}{\sqrt{u_{ds}^2 + u_{qs}^2}} \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

Sustituyendo A.3 en A.2 y derivando

$$\frac{\partial i_{da}}{\partial u_{ds}} = i_{da}^{\epsilon*} \frac{U_s - \frac{u_{ds}^2}{U_s}}{U_s^2} + i_{qa}^{\epsilon*} \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^2} \quad (\text{A.4})$$



Agrupando términos y repitiendo el proceso para las demás derivadas parciales obtenemos las ecuaciones buscadas

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial i_{da}}{\partial u_{ds}} &= \frac{1}{U_s^3} (i_{da}^{\epsilon*} u_{qs}^2 + i_{qa}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs}) \\
 \frac{\partial i_{da}}{\partial u_{qs}} &= \frac{1}{U_s^3} (-i_{da}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs} - i_{qa}^{\epsilon*} u_{ds}^2) \\
 \frac{\partial i_{qa}}{\partial u_{ds}} &= \frac{1}{U_s^3} (-i_{da}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs} + i_{qa}^{\epsilon*} u_{qs}^2) \\
 \frac{\partial i_{qa}}{\partial u_{qs}} &= \frac{1}{U_s^3} (i_{da}^{\epsilon*} u_{ds}^2 - i_{qa}^{\epsilon*} u_{ds} u_{qs})
 \end{aligned} \tag{A.5}$$

Derivadas parciales de la corriente en el estator

Despejando la corriente por el estator en el sistema 5.3 obtenemos

$$\mathcal{I}_s = -(G_s + jB_s)\mathcal{U}_s + (B_s X_m - jG_s X_m)\mathcal{I}_r \tag{A.6}$$

donde

$$G_s + jB_s = \frac{1}{R_s + jX_s} \tag{A.7}$$

Desdoblando la ecuación A.6 en sus componentes real e imaginaria,

$$\begin{aligned}
 i_{ds} &= -G_s u_{ds} + B_s u_{qs} + B_s X_m i_{dr} + G_s X_m i_{qr} \\
 i_{qs} &= -G_s u_{qs} - B_s u_{ds} + B_s X_m i_{qr} - G_s X_m i_{dr}
 \end{aligned} \tag{A.8}$$

Por otro lado, como puede comprobarse en la figura 5.2 las componentes de la corriente en el rotor en el sistema de referencia de la máquina son

$$\begin{aligned}
 i_{dr} &= i_{dr}^{\phi*} \cos \phi - i_{qr}^{\phi*} \sin \phi \\
 i_{qr} &= i_{dr}^{\phi*} \sin \phi + i_{qr}^{\phi*} \cos \phi
 \end{aligned} \tag{A.9}$$

Sustituyendo A.9 en A.8 obtenemos

$$\begin{aligned}
 i_{ds} &= -G_s u_{ds} + B_s u_{qs} + B_s X_m (i_{dr}^{\phi*} \cos \phi - i_{qr}^{\phi*} \sin \phi) \\
 &\quad + G_s X_m (i_{dr}^{\phi*} \sin \phi + i_{qr}^{\phi*} \cos \phi) \\
 i_{qs} &= -G_s u_{qs} - B_s u_{ds} + B_s X_m (i_{dr}^{\phi*} \sin \phi + i_{qr}^{\phi*} \cos \phi) \\
 &\quad - G_s X_m (i_{dr}^{\phi*} \cos \phi - i_{qr}^{\phi*} \sin \phi)
 \end{aligned} \tag{A.10}$$

Agrupando y tomando derivadas,

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} &= -G_s + K_a \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{ds}} + K_b \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{ds}} \\
 \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} &= B_s + K_a \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{qs}} + K_b \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{qs}} \\
 \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} &= -B_s + K_c \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{ds}} + K_d \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{ds}} \\
 \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} &= -G_s + K_c \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{qs}} + K_d \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{qs}}
 \end{aligned} \tag{A.11}$$

donde

$$\begin{aligned} K_a &= -B_s X_m i_{qr}^* + G_s X_m i_{dr}^* \\ K_b &= B_s X_m i_{qr}^* + G_s X_m i_{dr}^* \\ K_c &= B_s X_m i_{dr}^* + G_s X_m i_{qr}^* \\ K_d &= B_s X_m i_{dr}^* - G_s X_m i_{qr}^* \end{aligned}$$

Aplicando la regla de la cadena,

$$\frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{ds}} = \cos \phi \frac{\partial \phi}{\partial u_{ds}} = \cos \phi \frac{\partial \arctg \frac{\psi_{qs}}{\psi_{ds}}}{\partial u_{ds}} \quad (\text{A.12})$$

Resolviendo la ecuación anterior y repitiendo el proceso en las demás derivadas parciales,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{ds}} &= \frac{\cos \phi}{\psi^2} (\psi_{ds} \frac{\partial \psi_{qs}}{\partial u_{ds}} - \psi_{qs} \frac{\partial \psi_{ds}}{\partial u_{ds}}) \\ \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{qs}} &= \frac{\cos \phi}{\psi^2} (\psi_{ds} \frac{\partial \psi_{qs}}{\partial u_{qs}} - \psi_{qs} \frac{\partial \psi_{ds}}{\partial u_{qs}}) \\ \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{ds}} &= -\frac{\sin \phi}{\psi^2} (\psi_{ds} \frac{\partial \psi_{qs}}{\partial u_{ds}} - \psi_{qs} \frac{\partial \psi_{ds}}{\partial u_{ds}}) \\ \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{qs}} &= -\frac{\sin \phi}{\psi^2} (\psi_{ds} \frac{\partial \psi_{qs}}{\partial u_{qs}} - \psi_{qs} \frac{\partial \psi_{ds}}{\partial u_{qs}}) \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

Por otro lado, despejando el enlace de flujo por el estator en las ecuaciones del modelo,

$$\psi_s = j(\mathcal{U}_s + R_s \mathcal{I}_s) \quad (\text{A.14})$$

Expresado en ejes dq obtenemos

$$\begin{aligned} \psi_{ds} &= -u_{qs} - R_s i_{qs} \\ \psi_{qs} &= u_{ds} + R_s i_{ds} \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

Derivando,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \psi_{ds}}{\partial u_{ds}} &= -R_s \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} & \frac{\partial \psi_{ds}}{\partial u_{qs}} &= -1 - R_s \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} \\ \frac{\partial \psi_{qs}}{\partial u_{ds}} &= 1 + R_s \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} & \frac{\partial \psi_{qs}}{\partial u_{qs}} &= R_s \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} \end{aligned} \quad (\text{A.16})$$

Sustituyendo A.16 en A.13,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{ds}} &= \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} (\psi_{ds} + \psi_{ds} R_s \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} + \psi_{qs} R_s \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}}) \\ \frac{\partial \sin \phi}{\partial u_{qs}} &= \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} (\psi_{qs} + \psi_{ds} R_s \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} + \psi_{qs} R_s \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}}) \\ \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{ds}} &= -\frac{\sin \phi}{\psi_s^2} (\psi_{ds} + \psi_{ds} R_s \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} + \psi_{qs} R_s \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}}) \\ \frac{\partial \cos \phi}{\partial u_{qs}} &= -\frac{\sin \phi}{\psi_s^2} (\psi_{qs} + \psi_{ds} R_s \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} + \psi_{qs} R_s \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}}) \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

Sustituyendo A.17 en A.11 y agrupando,

$$\begin{aligned}
 K_e \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} + K_f \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} &= K_i \\
 K_g \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} + K_h \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} &= K_j \\
 K_e \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} + K_f \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} &= K_i \\
 K_g \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} + K_h \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} &= K_j
 \end{aligned} \tag{A.18}$$

Donde

$$\begin{aligned}
 K_e &= -(K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_b \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} R_s + 1 \\
 K_f &= -(K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_b \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} R_s \\
 K_g &= -(K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_d \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} R_s \\
 K_h &= -(K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} - K_d \frac{\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} R_s + 1 \\
 K_i &= -G_s (K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_b \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} \\
 K_j &= -B_s (K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_d \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{ds} \\
 K_k &= B_s (K_a \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_b \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs} \\
 K_l &= -G_s (K_c \frac{\cos \phi}{\psi_s^2} + K_d \frac{-\sin \phi}{\psi_s^2}) \psi_{qs}
 \end{aligned}$$

A partir del sistema A.18 podemos despejar las derivadas parciales. Aplicando la regla de Kramer, por ejemplo,

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} &= \frac{K_i K_h - K_f K_j}{K_e K_h - K_f K_g} \\
 \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} &= \frac{K_e K_j - K_i K_g}{K_e K_h - K_f K_g} \\
 \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} &= \frac{K_k K_h - K_f K_l}{K_e K_h - K_f K_g} \\
 \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} &= \frac{K_e K_l - K_k K_g}{K_e K_h - K_f K_g}
 \end{aligned} \tag{A.19}$$

A.2 Modelo de generador con control de factor de potencia

Esta sección presenta el desarrollo de las ecuaciones que conducen a las expresiones 5.2.2 y 5.16 en la sección 5.2.2. El objetivo final del desarrollo es obtener las derivadas parciales de la intensidad del generador en el nudo de conexión respecto a la tensión en el mismo nudo. Estas derivadas son

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{da}}{\partial u_{ds}} + \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} & \frac{\partial i_{dg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{da}}{\partial u_{qs}} + \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} \\
 \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{qa}}{\partial u_{ds}} + \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} & \frac{\partial i_{qg}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{qa}}{\partial u_{qs}} + \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}}
 \end{aligned} \tag{A.20}$$

Las expresiones de las derivadas parciales de la corriente en el estator son las mismas del modelo de máquina con control de corriente en el inversor del lado de la red, recogidas en las ecuaciones A.19. Para obtener las derivadas parciales de las componentes de la corriente en el inversor del lado de red partimos de dichas expresiones:

$$\begin{aligned} i_{da} &= i_{da}^{\epsilon} \cos \epsilon - i_{qa}^{\epsilon} \sin \epsilon \\ i_{qa} &= i_{da}^{\epsilon} \sin \epsilon + i_{qa}^{\epsilon} \cos \epsilon \end{aligned} \quad (\text{A.21})$$

Por otro lado, la tangente del ángulo θ entre la corriente y la tensión del generador, como puede observarse en la figura 5.6, es

$$\text{tg } \theta = \frac{i_{qa}^{\epsilon} - i_{ds} \sin \epsilon + i_{qs} \cos \epsilon}{i_{da}^{\epsilon} + i_{ds} \cos \epsilon + i_{qs} \sin \epsilon} \quad (\text{A.22})$$

Despejando en esta ecuación i_{qa}^{ϵ} :

$$\begin{aligned} i_{qa}^{\epsilon} &= \text{tg } \theta (i_{da}^{\epsilon} + i_{ds} \cos \epsilon + i_{qs} \sin \epsilon) + i_{ds} \sin \epsilon - i_{qs} \cos \epsilon \\ &= \text{tg } \theta i_{da}^{\epsilon} + i_{ds} (\text{tg } \cos \epsilon + \sin \epsilon) + i_{qs} (\text{tg } \theta \sin \epsilon - \cos \epsilon) \end{aligned} \quad (\text{A.23})$$

Tomando derivadas en la expresión anterior:

$$\begin{aligned} \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} (\text{tg } \theta \cos \epsilon + \sin \epsilon) + i_{ds} \left(\text{tg } \theta \frac{\partial \cos \epsilon}{\partial u_{ds}} + \frac{\partial \sin \epsilon}{\partial u_{ds}} \right) + \\ &\quad \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} (\text{tg } \theta \sin \epsilon - \cos \epsilon) + i_{qs} \left(\text{tg } \theta \frac{\partial \sin \epsilon}{\partial u_{ds}} - \frac{\partial \cos \epsilon}{\partial u_{ds}} \right) \\ \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} (\text{tg } \theta \cos \epsilon + \sin \epsilon) + i_{ds} \left(\text{tg } \theta \frac{\partial \cos \epsilon}{\partial u_{qs}} + \frac{\partial \sin \epsilon}{\partial u_{qs}} \right) + \\ &\quad \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} (\text{tg } \theta \sin \epsilon - \cos \epsilon) + i_{qs} \left(\text{tg } \theta \frac{\partial \sin \epsilon}{\partial u_{qs}} - \frac{\partial \cos \epsilon}{\partial u_{qs}} \right) \end{aligned} \quad (\text{A.24})$$

Por otro lado,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sin \epsilon}{\partial u_{ds}} &= \frac{-u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} \\ \frac{\partial \sin \epsilon}{\partial u_{qs}} &= \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} \\ \frac{\partial \cos \epsilon}{\partial u_{ds}} &= \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} \\ \frac{\partial \cos \epsilon}{\partial u_{qs}} &= \frac{-u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} \end{aligned} \quad (\text{A.25})$$

donde $U_s = \sqrt{u_{ds}^2 + u_{qs}^2}$. Sustituyendo en A.24 obtenemos

$$\begin{aligned} \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{ds}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{ds}} (\text{tg } \theta \cos \epsilon + \sin \epsilon) + i_{ds} \left(\text{tg } \theta \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} - \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} \right) \\ &\quad \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{ds}} (\text{tg } \theta \sin \epsilon - \cos \epsilon) - i_{qs} \left(\text{tg } \theta \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} + \frac{u_{qs}^2}{U_s^3} \right) \\ \frac{\partial i_{qa}^{\epsilon}}{\partial u_{qs}} &= \frac{\partial i_{ds}}{\partial u_{qs}} (\text{tg } \theta \cos \epsilon + \sin \epsilon) + i_{ds} \left(-\text{tg } \theta \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} + \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} \right) \\ &\quad \frac{\partial i_{qs}}{\partial u_{qs}} (\text{tg } \theta \sin \epsilon - \cos \epsilon) + i_{qs} \left(\text{tg } \theta \frac{u_{ds}^2}{U_s^3} + \frac{u_{ds} u_{qs}}{U_s^3} \right) \end{aligned} \quad (\text{A.26})$$

que son las ecuaciones 5.17 necesarias para calcular la matriz Jacobiana y poder resolver el modelo.



Apéndice B

Parámetros de los casos estudiados

B.1 Parámetros del aerogenerador de velocidad fija

Esta sección recoge los parámetros de los aerogeneradores empleados en las secciones 3.1.1 y 3.2.1. Estos parámetros corresponden al aerogenerador MADE-AE30, comercializado por la empresa MADE Energías Renovables S.A..

Parámetro	Valor	Unidades
R_r	0,0078	p.u.
X_r	0,1158	p.u.
X_m	4,1040	p.u.
R_s	0,0078	p.u.
X_s	0,0794	p.u.
J_g	1,036	s

Tabla B.1: Parámetros del generador asíncrono

Parámetro	Valor	Unidades
R	15,2	m
J_p	1,519	s
J_b	0,519	s
K_{pb}	1000	s^{-1}
D_{pb}	60	p.u.
K_{bg}	100	s^{-1}
D_{bg}	13,4	p.u.
D_b	0,005	p.u.
D_g	0,004	p.u.

Tabla B.2: Parámetros mecánicos del modelo de turbina de 5 masas

Parámetro	Valor	Unidades
J_b	5,07	s
K_{bg}	100	s^{-1}
D_{bg}	13,4	p.u.
D_b	0,005	p.u.
D_g	0,004	p.u.

Tabla B.3: Parámetros mecánicos del modelo de turbina de 2 masas

B.2 Estudio de la estabilidad de un parque de velocidad fija

Esta sección recoge los parámetros del caso base empleado en la sección 4.1.

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	0,35	MVA
Diámetro	30,4	m
Velocidad nominal del eje de alta velocidad	1510	rpm
Velocidad nominal del eje de baja velocidad	34	rpm
Inercia del eje de alta velocidad	0,84	s
Inercia del eje de baja velocidad	5,433	s
Amortiguamiento del eje de alta velocidad	0,022	p.u.
Amortiguamiento del eje de baja velocidad	0,022	p.u.
Rigidez del acoplamiento mecánico	722	p.u.
Amortiguamiento del acoplamiento mecánico	32.2	p.u.

Tabla B.4: Parámetros de las turbinas.

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	0,35	MVA
Resistencia en el estator	0,00779	p.u.
Reactancia en el estator	0,07937	p.u.
Reactancia mutua	4,1039	p.u.
Resistencia en el rotor	0,0082	p.u.
Reactancia en el rotor	0,1158	p.u.

Tabla B.5: Parámetros de los generadores.

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	0,35	MVA
Resistencia de cada línea	0,005	p.u.
Reactancia de cada línea	0,02	p.u.
Resistencia del transformador	0,004	p.u.
Reactancia del transformador	0,08	p.u.
Admitancia de la batería de condensadores	0,017	p.u.

Tabla B.6: Parámetros del parque eólico.

B.3 Parámetros del sistema con aerogeneradores de velocidad variable

Esta sección recoge los parámetros del caso base descrito en la sección 6.1.

Potencia base del sistema: $S_{base} = 40MVA$

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	12,6	MVA
Resistencia de cada línea	0.017	p.u.
Reactancia de cada línea	0.098	p.u.

Tabla B.7: Parámetros de la red.

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	400	MVA
Reactancia transitoria x'_d	0,25	p.u.
Constante de inercia H	4	p.u.

Tabla B.8: Parámetros del generador síncrono.

Parámetro	Valor	Unidades
Velocidad de referencia	1	p.u.
Ganancia en régimen permanente $\frac{1}{R}$	20	p.u.
Potencia máxima	400	MVA
T_s	0,04	p.u.
T_c	0,2	p.u.
T_3	0	p.u.
T_4	1,5	p.u.
T_5	5	p.u.

Tabla B.9: Parámetros del regulador de velocidad.

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	660	kVA
Inercia del eje de baja velocidad	4,5	p.u.
Inercia del eje de alta velocidad	0,474	p.u.
Amortiguamiento en el eje de baja velocidad	0,01	p.u.
Amortiguamiento en el eje de alta velocidad	0,01	p.u.
Rigidez del acoplamiento mecánico	106,7	p.u.
Amortiguamiento del acoplamiento mecánico	10	p.u.
Radio de pala	23,5	m
Densidad del aire	1,12	kg/m ³
Rendimiento mecanice	0,958	–
Rendimiento eléctrico	0,96	–
Área barrida por el rotor	1735	m ²
Relación de multiplicación	1:52,6	–
Margen de variación de velocidad	0,7-1,1	p.u.

Tabla B.10: Parámetros de la turbina eólica.

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia base	660	kVA
Reactancia mutua	2,9	p.u.
Reactancia de dispersión del estator	0,04	p.u.
Resistencia del estator	0,01	p.u.
Resistencia del rotor	0,01	p.u.
Tensión nominal en la etapa de continua	635	V
Capacidad del condensador en la etapa de continua	95	mF

Tabla B.11: Parámetros del generador doblemente alimentado.



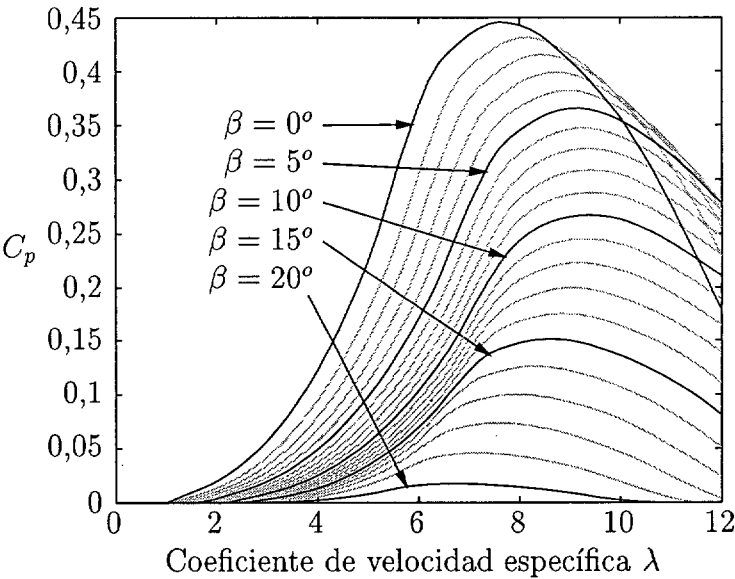


Figura B.1: Curvas características $C_p/\lambda/\beta$.

Bibliografía

Bibliografía

- [1] *Bonus Energy A/S*. <http://www.bonus.dk>.
- [2] *Ecotècnia S.c.c.I.* <http://www.ecotecnia.com>.
- [3] *Eltra*. <http://www.eltra.dk>.
- [4] *Enercon GmbH*. <http://www.enercon.de>.
- [5] *Enron Wind*. <http://www.wind.enron.com>.
- [6] *NEG Micon A/S*. <http://www.neg-micon.com>.
- [7] *Nordex Energy GmbH*. <http://www.nordex.dk>.
- [8] *Nordic Windpower AB*. <http://www.nwp.se>.
- [9] *Vestas Wind Systems A/S*. <http://www.vestas.com>.
- [10] *ABB. WINPOW*. <http://www.winpow.com>.
- [11] V. Akhmatov, H. Knudsen, and A.H. Nielsen. Advanced simulation of windmills in the electric power supply. *Electrical Power and Energy Systems*, 22:421–434, 2000.
- [12] Jose Luis Rodríguez Amenedo. *Análisis Dinámico y Diseño del Sistema de Control de Aeroturbinas de Velocidad Variable con Generador Asíncrono de Doble Alimentación*. Tesis doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, 2000.
- [13] P. M. Anderson and Anjan Bose. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(12):3791–3795, December 1983.
- [14] Paul M. Anderson, Bajarang L. Agrawal, and J.E. Van Ness. *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. IEEE Press, New York, 1990.
- [15] Elsam A/S. *Horns Rev*. <http://www.hornsrev.com>.
- [16] J. López Asenjo. Las energías renovables en España. presente y futuro. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [17] European Wind Energy Association. *Wind Energy in Europe*. <http://www.ewea.org>.
- [18] Crispin Aubrey. Europe's wind capacity. *Wind Directions*, page 5, July 2001.
- [19] M. Sanz Badía, J. Sallán Arasanz, A. Llombart Estopiñan, y J. F. Sanz Osorio. Nuevo sistema de control de generadores para el incremento del aprovechamiento energético en explotaciones eólicas. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [20] C. Barbier, L. Carpentier, and F. Saccomanno. Tentative classification and terminologies relating to stability problems of power systems. *Electra*, 56, 1978.



- [21] R. Barnowski, G. Bettenwort, B. Hampe, E. Ortjohann, B. Voges, and J. Voss. Simulation of the dynamic interaction between wind energy converters and the electric power grid. *European Union Wind Energy Conference*, May 1996.
- [22] F. Blázquez, C. Veganzones, y D. Ramírez. Generador eléctrico de doble alimentación estatórica para sistemas eólicos de velocidad variable. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [23] P. Bongers, W. Sturm, I. Kraan, S. Dijkstra, and O. Bosgra. Control options for wind energy conversion systems. In *European Community Wind Energy Conference*, pages 534–537, March 1993.
- [24] Rui M. G. Castro and J. M. Ferreira de Jesus. A wind park reduced-order model using singular perturbations theory. *IEEE Transactions on Energy Conversions*, 11(4), December 1996.
- [25] P.K. Chaviaropoulos and D.I. Douvikas. Mean wind field prediction over complex terrain in the presence of wind turbine(s). In *Proceedings of the EWEC99*, April 1999.
- [26] Comisión Europea. *Propuesta de directiva del Parlamento Europeo y del Consejo Relativa a la Promoción de la Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables en el Mercado Interior de la Electricidad*, Mayo 2000.
- [27] C. Counan, P. Juston, and G. Testud. Fonctionnement dynamique de aérogénérateurs raccordés à un réseau électrique. *EDF Bulletin de la Direction des Études et Recherches*, 3:41–59, 1986.
- [28] A. Crespo, S. Frandsen, R. Gómez Elvira, and S.E. Larsen. Modelization of a large wind farm, considering the modification of the atmospheric boundary layer. In *1999 European Wind Energy Conference*, pages 1109–1112, 1999.
- [29] R. Criado, J. Soto, C. Izcue, and C. Itoiz. Real experience in the connection of wind power production in distribution network. In *International Conference and Exhibition on Electrical Power Distribution Engineering (CIRED)*, June 1997.
- [30] Fang Da-zhong, T.S. Chung, and A.K. David. Evaluation of transient stability limit using a transient time margin sensitivity approach. *Electric Power Systems Research*, 52:19–27, 1999.
- [31] Hernán de Battista, Pablo F. Puleston, Ricardo J. Mantz, and Carlos F. Christiansen. Sili-ding mode control of wind energy systems with doig- powr efficiency and torsional dynamics optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):728–734, May 2000.
- [32] Dirección General de Política Energética y Minas. Registro de productores en régimen especial. Technical report, Ministerio de Economía, <http://www.mcyt.es/productores>, 2000.
- [33] Boletín Oficial del Estado. *Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.*, 12 de Septiembre 1985.
- [34] Tractebel Energy Engineering and EDF. *EUROSTAG*. <http://www.eurostag.be>.
- [35] European Commission, Directorate-General for Energy. *Wind Force 10: A Blueprint to Achieve 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020*.
- [36] European Wind Energy Association EWEA, Rue du Trone 26, B-1040 Brussels, Belgium. *Wind Energy – Clean Power for Generations*.
- [37] European Wind Energy Association EWEA, Rue du Trone 26, B-1040 Brussels, Belgium. *Wind Energy Technology*.

- [38] Jiang Fan and S.K. Salman. Effect of integration on wind farms into utility networks on voltage control due to the coordination of avc relays. *Wind Engineering*, 23(4):205–213, 1999.
- [39] Andrés Feijóo, José Cidrás, and Camilo Carrillo. A third order model for the doubly-fed induction machine. *Electric Power Systems Research*, 56:121–127, 2000.
- [40] Andrés E. Feijóo and José Cidrás. Modelling of wind farms in the load flow analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1):110–115, February 2000.
- [41] Andrés Elías Feijóo. *Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de onda de redes eléctricas de gran dimensión*. Tesis doctoral, Universidade de Vigo, 1998.
- [42] L.L. Freris. *Wind Energy Conversion Systems*. Prentice Hall International, United Kingdom, 1990.
- [43] M. González, L. Rouco, M. Alonso, J. R. Diago, y F. J. Pérez. Modelos de aerogeneradores para estudios de estabilidad de sistemas eléctricos. In *Quintas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, pages 1211–1218, Julio 1997.
- [44] M. Maureen Hand and Mark J. Balas. Systematic controller design methodology for variable-speed wind turbines. *Wind Engineering*, 24(3):169–187, 2000.
- [45] N. Hatziargyriou, G. Contaxis, M. Papadopoulos, B. Papadias, J.A. Peças Lopes, M. Matos, G. Kariniotakis, E. Nogaret, J. Halliday, G. Dutton, P. Dokopoulos, A. Bakirtzis, A. Androutsos, J. Stefanakis, and A. Gigantidou. The “CARE” system overview: Advanced control advice for power systems with large-scale integration of renewable energy sources. *Wind Engineering*, 23(2):57–68, 1999.
- [46] Siegfried Heier. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley and Sons, United Kingdom, 1998.
- [47] N. Herrero, J. A. Sánchez, C. Veganzones, y J. R. Wilhelmi Ayza. Simulación de parques eólicos conectados a la red. influencia de los parámetros del tren de transmisión. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [48] E.N. Hinrichsen and P.J. Nolan. Dynamics and stability of wind turbine generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101(8), August 1982.
- [49] B. Hopfensperger, D.J. Atkinson, and R.A. Lakin. Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder. *IEE Proceedings on Power Applications*, 147(4):241–250, July 2000.
- [50] Moshe Idan and David Lior. Continuous variable speed wind turbine: Transmission concept and robust control. *Wind Engineering*, 24(3):151–167, 2000.
- [51] Power Technologies Inc. *Power System Simulator for Engineering*. <http://www.pti-us.com/pti/software/psse/psse.htm>.
- [52] M. G. Ioannides. State space formulation and transient stability of the double fed output asynchronous generator. *IEEE Transactions on Energy Conversions*, 8(4):732–738, 1993.
- [53] P.K. Shadu Khan and J.K. Chatterjee. Three-phase induction generators: A discussion on performance. *Electric Machines and Power Systems*, 27:813–832, 1999.
- [54] Edward Wilson Kimbark. *Power System Stability*. IEEE Press, Piscataway, 1995.
- [55] Petar K. Kokotovic, John J. Allemong, James R. Winkelman, and Joe H. Chow. Singular perturbations and iterative separation of time scales. *Automatica*, 16:23–33, 1980.

- [56] Petar V. Kokotovic. A control engineer's introduction to singular perturbation. Technical Report 0000-01, University of Illinois, 0000.
- [57] Paul.C. Krause. *Analysis of Electric Machinery*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1995.
- [58] P.C. Krause, F. Nozari, T.L. Skvarenina, and D.W. Olive. The theory of neglecting stator transients. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(1), January/February 1979.
- [59] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, California, 1994.
- [60] Mats Larsson. *ObjectStab*. <http://www.iea.lth.se/ielmatsl/ObjectStab>.
- [61] Werner Leonhard. *Control of Electrical Drives*. Springer-Verlag, Berlin, 1996.
- [62] J.A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, M. Vasconcelos, and E. Karapidakis. On-line dynamic security assessment of isolated networks integrating large wind power production. *Wind Engineering*, 23(2):107–117, 1999.
- [63] MADE Energías Renovables S.A. *Aerogenerador AE-30*.
- [64] MADE Tecnologías. *MADE AE-46/I*.
- [65] P. B. Malatestas, M. P. Papadopoulos, and G. Stavrakakis. Modelling and identification of diesel-wind turbines systems for wind penetration assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3), August 1993.
- [66] A. Manzonì, A.S. e Silva, and I.C. Decker. Power systems dynamics simulation using object-oriented programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):249–255, February 1999.
- [67] David Milborrow. Wind energy technology, status review. *Wind Engineering*, 24(2):65–72, 2000.
- [68] Retière Nicolas, Ivanès Marcel, Diallo Demba, and Chrzan Piotr J. Modelling and experimental study of 3-phase short-circuits of a doubly-cage induction machine. *Electric Machines and Power Systems*, 27:343–362, 1999.
- [69] Carlos Véganzones Nicolás. *Modelos para el Análisis Dinámico y Optimización Operacional de Sistemas Eólicos de Paso Fijo, con Generadores de Inducción con Cascada Rotórica Supersíncrona*. Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, 1990.
- [70] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors. First report of power system stability. *AIEE Transactions*, pages 261–281, February 1937.
- [71] B.R. Oswald. Generalized method for fault simulations in power systems. *European Transactions on Electrical Power*, 10(1):59–62, January/February 2000.
- [72] S.A. Papathanassiou and M.P. Papadopoulos. Dynamic behaviour of variable speed wind turbines under stochastic wind. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(4):1617–1623, December 1999.
- [73] M. Pavella and P.G. Murthy. *Transient Stability of Power Systems*. John Wiley and Sons, United Kingdom, 1994.
- [74] R. Peña, J. C. Clare, and G. M. Asher. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation. *IEE Proceedings on Electronics Power Applications*, 143(3), May 1996.

- [75] Jørgen Kaas Pedersen, Magnus Akke, Niels Kjølstad Poulsen, and Knud Ole Helgesen Pedersen. Analysis of winf farm islanding experiment. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 15(1):110–115, March 2000.
- [76] Transmission System Planning. Specifications for connecting wind farms to the transmission network. Technical report, Eltra, 2000.
- [77] Power Technologies Inc. *Program operation manual PSS/E 25*. USA.
- [78] Yousif H.A. Rahim and A.M.L. Al-Sabbagh. Controlled power transfer from wind driven reluctance generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 12(4), December 1997.
- [79] G. Raina and O.P. Malik. Wind energy conversion using a self-excited induction generator. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(12):3933–3936, December 1983.
- [80] B. Rajsekhar, Frans van Hulle, and Dipti Gupta. Influence of weak grids on wind turbines and economics of wind power plants in india. *Wind Engineering*, 22(3):171–181, 1998.
- [81] L. Fernández Ramírez, A. J. Gil Mena, y J. Carpio Ibáñez. Modelo y control de un aerogenerador de paso variable. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [82] Red Eléctrica de España. *Red de Transporte de Energía Eléctrica de España*, Junio 2000.
- [83] IEEE Committee Report. Proposed terms and definitions for power system stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101(7):1894–1898, July 1982.
- [84] M.B. Rifai and T.H. Ortmeyer. Dynamic analysis of a doubly fed generator in power system applications. *Electric Machines and Power Systems*, 20:445–453, 1992.
- [85] J. M. Rodríguez, J. L. Fernández, J. Soto, D. Beato, R. Iturbe, and J. R. Wihelmi. Analysis of a high penetration of wind energy in the spanish power system. In *Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE)*, 2000.
- [86] Graham Rogers. *Power System Toolbox Manual Reference*. <http://www.eagle.ca/~cherry>.
- [87] J. Rösner, H.P. Beck, and C. Sourkounis. Wind energy converter with asynchronous machines and three-phase ac controller in generator mode. *European Transactions on Electrical Power*, 10(4):253–257, July/August 2000.
- [88] Santiago Domínguez Rubira and Malcolm D. McCulloch. Control method comparison of doubly fed wind generators connected to the grid by asymmetric transmission lines. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 36(4):986–991, July/August 2000.
- [89] Z. Saad-Saoud and N. Jenkins. Simple wind farm dynamic model. *IEE Proceedings on Generation, Transmissions and Distribution*, 142(5):545–548, September 1995.
- [90] Z. Saad-Saoud and N. Jenkins. A simplified model for large wind turbines. In *European Union Wind Energy Conference*, May 1996.
- [91] P.W. Sauer, A.K. Behera, M.A. Pai, J.R. Winkelman, and J.H. Chow. A direct method for transient stability analysis of power systems with detailed models. *Electric Machines and Power Systems*, 15:1–15, 1988.
- [92] P.W. Sauer, A.K. Behera, M.A. Pai, J.R. Winkelman, and J.H. Chow. Trayectory approximations for direct energy methods that use sustained faults with detailed power system models. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2):499–506, May 1989.



- [93] J. R. Sáenz, G. Tapia, X. Ostolaza, I. Zubia, I. Albizu, M. Durán, F. P. Hidalgo, y A. Tapia. Comportamiento dinámico de parques eólicos: Máquinas doblemente alimentadas vs. máquinas con compensación capacitiva. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [94] Bhim Singh, L. Shridhar, and C.S. Jha. Transient analysis of self-excited induction generator supplying dynamic load. *Electric Machines and Power Systems*, 27:941–954, 1999.
- [95] J. Soto, R. Criado, M. Irizar, A. Tapia, L. Martínez Cancela, L. Pedrosa, y J. R. Saenz. Validación del control de potencia reactiva en parques eólicos con máquinas asíncronas doblemente alimentadas. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [96] David A. Spera. *Wind Turbine Technology*. Asme Press, New York, 1994.
- [97] G. S. Stavrakakis and G. Kariniotakis. A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(3):584–590, September 1995.
- [98] William D. Stevenson. *Elements of power system analysis*. McGraw-Hill, Inc., California, 1982.
- [99] A. Tapia, G. Tapia, X. Ostolaza, J. M. Cano, M. Durán, R. Criado, y J. R. Saenz. Regulación de potencia reactiva en parques eólicos: Algoritmos de control. In *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001.
- [100] Thierry van Cutsem. Voltage instability: Phenomena, countermeasures and analysis methods. *Proceedings of the IEEE*, 88(2):208–227, February 2000.
- [101] C. Veganzones, A. Alonso, A. Crespo, R. Gómez, J.C. Burgos, J.L. Rodríguez, P. Ledesma, M. Martínez, and R. Rodríguez. Wind park grid impact evaluation program. In *Proceedings of the EWE99*, April 1999.
- [102] Vestas. *Vestas V47-660 kW Pitchregulated Wind Turbine with OptiSlip and OptiTip*.
- [103] Vijay Vittal. Consequence and impact of electric utility industry restructuring on transient stability and small-signal stability analysis. *Proceedings of the IEEE*, 88(2):196–207, February 2000.
- [104] O. Wasynczuk, D. T. Man, and J. P. Sullivan. Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(6):2837–2845, June 1981.
- [105] H. Lee Willis and Walter G. Scott. *Distributed Power Generation, Planning and Evaluation*. Marcel Dekker, Inc., New York, 2000.
- [106] Mitsutoshi Yamamoto and Osamu Motoyoshi. Active and reactive power control for doubly-fed wound rotor induction generator. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 6(4):624–629, October 1991.
- [107] Arthouros Zervos. European targets - time to be more ambitious? *Wind Directions*, 19(6), September 2000.